

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

**СПРАВОЧНИК
МОНТАЖНИКА
ТЕПЛОВЫХ
И АТОМНЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

Рецензент С. П. Гончаров

Справочник монтажника тепловых и атомных электростанций: Технология монтажных работ/
Под ред. В. П. Банника и Д. Я. Винницкого. —
2-е изд., перераб. — М.: Энергоатомиздат, 1983. —
880 с., ил.

В пер. 3 р. 60 к.

Книга содержит основные сведения о методах и приемах производства монтажных операций при монтаже паровых котлов и их вспомогательного оборудования, реакторов АЭС, паровых турбин, насосов и трубопроводов, оборудования химводоочистки, топливного склада и топливоподдачи. Первое издание книги вышло в свет в 1972 г.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников, занятых монтажом и ремонтом тепломеханического оборудования тепловых и атомных электростанций.

С 2303030000-306
051(01)-83 — 22-83

ББК 31.37
6П2.11

СПРАВОЧНИК МОНТАЖНИКА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Технология монтажных работ

Редактор С. П. Гончаров
Редактор издательства А. А. Кузнецов
Технический редактор А. С. Давидова
Корректор И. А. Володяева

ИБ № 3054

Сдано в набор 03.10.82. Подписано в печать 28.01.83. Т-05801.
Формат 84×108¹/₃₂. Бумага типографская № 1. Гарнитура литературная.
Печать высокая. Усл. печ. л. 46,2. Усл. кр.-отт. 46,2. Уч.-изд. л. 61,53.
Тираж 20 000 экз. Заказ 369. Цена 3 р. 60 к.
Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Набрано в Московской типографии № 13 ПО «Периодика»
ВО «Союзполиграфпром»
Государственного комитета СССР по делам издательств, полиграфии
и книжной торговли.
107005, Москва, Б-5, Денисовский пер., д. 30.

Отпечатано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового
Красного Знамени Первой Образцовой типографии имени А. А. Жданова
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по де-
лам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-54,
Валовая, 28

© Энергоатомиздат, 1983

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	9
Введение. Основные требования к тепломеханическому обо- рудованию	11
В.1. Требования к генеральному плану и транспортному хо- зяйству	11
В.2. Требования к топливному и масляному хозяйству	12
В.3. Требования к котельному оборудованию	15
В.4. Требования к турбинному оборудованию	18
В.5. Оборудование гидротехнических сооружений	20
В.6. Требования к водоподготовке и химическому контролю	21

Часть I. ОБОРУДОВАНИЕ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Раздел первый

Монтаж паровых котлов

1.1. Котлы и их составные части	24
1.2. Основные показатели прямоточных котлов	24
1.3. Основные показатели барабанных котлов	40
1.4. Технологии монтажа котлов с опорными каркасами	50
1.5. Особенности технологии монтажа прямоточных подвесных котлов	54
1.6. Монтаж каркасов паровых котлов	66
1.7. Монтаж барабанов и выносных циклонов котлов	79
1.8. Монтаж трубных поверхностей нагрева, работающих под давлением	83
1.9. Монтаж водогрейных котлов	98
1.10. Монтаж горелок и устройств шлакоудаления	101
1.11. Монтаж аппаратов и установок для очистки труб	106
1.12. Монтаж приборов и предохранительных клапанов котла	114

Раздел второй

Монтаж оборудования газовоздушного тракта котла

2.1. Монтаж регенеративных воздухоподогревателей	116
2.2. Монтаж регенеративного воздухоподогревателя РВП-14,5	126
2.3. Монтаж трубчатых воздухоподогревателей	131
2.4. Подготовка тягодутьевых машин к монтажу	132
2.5. Монтаж осевых дымососов и вентиляторов	136
2.6. Монтаж центробежных дымососов и вентиляторов	141
2.7. Монтаж газозащитных трубопроводов	151

Раздел третий

Монтаж оборудования пылеприготовления и золоулавливания

3.1. Системы пылеприготовления	162
--	-----

3.2. Монтаж шаровых углеразмольных мельниц	165
3.3. Монтаж молотковых мельниц	174
3.4. Монтаж валковых среднеходных мельниц	177
3.5. Монтаж мельниц-вентиляторов	181
3.6. Монтаж мельничных вентиляторов	183
3.7. Монтаж питателей пыли и шнеков	186
3.8. Монтаж сепараторов и циклонов	189
3.9. Монтаж пылепроводов и предохранительных клапанов	196
3.10. Монтаж электрофильтров	206
3.11. Монтаж мокрых скоростных золоуловителей	215
3.12. Монтаж батарейных циклонов	218

Часть II. РЕАКТОРЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Раздел четвертый

Монтаж канальных графитовых реакторов

4.1. Основные определения	221
4.2. Тепловая схема АЭС с реактором РБМК-1000 и компоновка оборудования	222
4.3. Увеличение и транспортировка металлоконструкций реактора	227
4.4. Монтаж металлоконструкций реактора	238
4.5. Монтаж графитовой кладки и каналов реактора	240
4.6. Монтаж трубопроводных коммуникаций реактора	247
4.7. Монтаж оборудования и трубопроводов I контура АЭС с реакторами РБМК	250

Раздел пятый

Монтаж водо-водяных реакторов

5.1. Тепловая схема АЭС с реакторами ВВЭР и компоновка оборудования	254
5.2. Монтаж реактора ВВЭР-1000	259
5.3. Монтаж внутрикорпусных устройств и верхнего блока	267
5.4. Монтаж оборудования и трубопроводов I контура АЭС с реакторами ВВЭР-1000	276
5.5. Монтаж реактора ВВЭР-440	283
5.6. Монтаж оборудования и трубопроводов I контура АЭС с реакторами ВВЭР-440	290

Раздел шестой

Монтаж реакторов на быстрых нейтронах

6.1. Тепловая схема АЭС с реактором БН-600 и компоновка оборудования	295
6.2. Конструкция реакторной установки	299
6.3. Увеличительная сборка корпуса реактора	303
6.4. Монтаж корпуса реактора	307
6.5. Монтаж оборудования внутри корпуса реактора	309

Часть III. ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ, НАСОСЫ И ТРУБОПРОВОДЫ

Раздел седьмой

Монтаж турбоустановок тепловых и атомных электростанций

7.1. Паровые турбины и условия их поставки	313
7.2. Приемка фундамента, установка и подливка закладных плит	320
7.3. Установка и выверка фундаментных рам	329

7.4. Установка цилиндров и корпусов подшипников	332
7.5. Установка постоянных подкладок	346
7.6. Монтаж роторов турбин	347
7.7. Монтаж проточной части турбины	353
7.8. Закрытие цилиндров и корпусов подшипников	363
7.9. Проверка и сборка органов регулирования и парораспределения	368
7.10. Генераторы и условия их поставки	371
7.11. Подготовка к монтажу статора и ротора	371
7.12. Установка статора и ротора генератора	379
7.13. Центрирование ротора и статора генератора	383
7.14. Закрытие статора генератора и монтаж возбудителя	385
7.15. Монтаж системы охлаждения и контроль газоплотности собранного генератора	388
7.16. Монтаж конденсаторов	389
7.17. Монтаж маслосистемы	394
7.18. Монтаж эжекторов, деаэраторов, теплообменников и испарителей	397

Раздел восьмой

Монтаж насосов

8.1. Насосы для тепловых электростанций	413
8.2. Насосы для атомных электростанций	425
8.3. Поставка насосов	425
8.4. Приемка и подливка фундаментов электродвигателей и насосов	432
8.5. Монтаж горизонтальных насосов	434
8.6. Монтаж вертикальных центробежных насосов	440
8.7. Монтаж вертикальных осевых насосов	446
8.8. Особенности монтажа насосов атомных электростанций	456
8.9. Подготовка насосов к обкатке	458
8.10. Ревизия насосов	459

Раздел девятый

Монтаж стационарных трубопроводов ТЭС и АЭС

9.1. Нормативные материалы по трубопроводам ТЭС	465
9.2. Проектная документация по трубопроводам ТЭС	471
9.3. Сортамент и область применения труб для изготовления трубопроводов ТЭС	473
9.4. Фасонные части трубопроводов ТЭС	481
9.5. Технические условия на изготовление трубопроводов ТЭС	488
9.6. Арматура трубопроводов для ТЭС	492
9.7. Нормативные требования по трубопроводам АЭС	492
9.8. Сортамент и область применения труб и фасонных деталей трубопроводов АЭС	502
9.9. Арматура трубопроводов для АЭС	502
9.10. Фланцевые соединения	520
9.11. Сборка и монтаж блоков и деталей трубопроводов ТЭС	536
9.12. Опоры и подвески и их монтаж	542
9.13. Компенсаторы и их монтаж	549
9.14. Монтаж арматуры	551
9.15. Особенности монтажа трубопроводов и арматуры для АЭС	557
9.16. Монтаж газопроводов топливного газа	558

9.17. Монтаж трубопроводов ацетилена, кислорода, сжиженного газа	562
9.18. Монтаж трубопроводов коррозионной среды	565

Часть IV. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Раздел десятый

Монтаж оборудования химводоочистки

10.1. Оборудование химводоочистки и его компоновка	568
10.2. Монтаж оборудования химводоочистки	573
10.3. Загрузка и промывка фильтров	582
10.4. Пуск отдельных установок химводоочистки	587
10.5. Монтаж и пуск блочной обессоливающей установки	596
10.6. Специальная химводоочистка атомных электростанций	597

Раздел одиннадцатый

Монтаж оборудования топливного склада и топливоподачи

11.1. Оборудование для топливоснабжения	600
11.2. Монтаж кранов-перегрузателей	602
11.3. Монтаж вагоноопрокидывателей	611
11.4. Монтаж дробильного оборудования	615
11.5. Монтаж питателей угля	622
11.6. Монтаж оборудования ленточных конвейеров и весов	626
11.7. Ленты конвейерные резинотканевые	637
11.8. Монтаж и стыковка конвейерных лент	641
11.9. Монтаж оборудования для размораживания топлива	647

Часть V. СВАРКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

Раздел двенадцатый

Технология сварки металлоконструкций и труб

12.1. Подготовка и сборка изделий под сварку	648
12.2. Сварка металлоконструкций и оборудования ТЭС и АЭС	659
12.3. Сварка облицовок специальных помещений АЭС и резервуаров	665
12.4. Ручная электродуговая сварка трубопроводов	667
12.5. Сварка труб и панелей поверхностей нагрева	676
12.6. Приварка к барабанам и коллекторам штуцеров и других деталей	679
12.7. Особенности сварки труб из аустенитных и разнородных сталей	683
12.8. Газовая (ацетилено-кислородная) сварка труб	684
12.9. Ручная аргодуговая сварка труб	686
12.10. Сварка труб в зимних условиях	689
12.11. Механизированная сварка трубопроводов	690
12.12. Исправление дефектов сварных соединений	699

Раздел тринадцатый

Термическая обработка стыков труб

13.1. Виды термообработки и способы нагрева	702
13.2. Режимы термической обработки сварных соединений	705
13.3. Технология термической обработки	705
13.4. Контроль температур при термической обработке	714

Раздел четырнадцатый

Контроль качества монтажных работ на ТЭС и АЭС

14.1. Организация службы контроля	724
14.2. Предварительный контроль	726
14.3. Контроль в процессе производства работ	728
14.4. Методы и объемы контроля качества готовых сварных соединений	729
14.5. Внешний осмотр и измерение	729
14.6. Спектральный анализ (стилоскопирование)	745
14.7. Радиографический контроль	746
14.8. Ультразвуковая дефектоскопия	759
14.9. Магнитопорошковая, цветная и люминесцентная дефектоскопия	763
14.10. Лабораторные методы контроля	765
14.11. Контроль герметичности	769
14.12. Оформление технической документации	774

Часть VI. ОПРОБОВАНИЕ И ПУСК СМОНТИРОВАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Раздел пятнадцатый

Предпусковая химическая очистка оборудования

15.1. Характеристика отдельных операций при химической очистке	776
15.2. Принципиальные схемы химической очистки оборудования	779
15.3. Схемы и оборудование для приготовления реагентов	783
15.4. Химическая очистка прямоточных котлов	785
15.5. Химическая очистка барабанных котлов высокого и среднего давления	787
15.6. Характеристики реагентов и расчет потребности	789
15.7. Щелочение паровых котлов	796
15.8. Щелочение водогрейных котлов	798
15.9. Предпусковая очистка оборудования АЭС	800
15.10. Очистка маслопроводов турбогенераторов	802

Раздел шестнадцатый

Опробование и пуск котельного оборудования после монтажа

16.1. Опробование тягодутьевых машин, мельниц, питателей и систем очистки поверхностей	805
16.2. Проверка котельной установки на газовую плотность	807
16.3. Опробование газоочистительных устройств	810
16.4. Паровое опробование котла	810
16.5. Пуск водогрейных котлов после монтажа	815
16.6. Продувка трубопроводов	816
16.7. Пуск системы гидрозолоудаления	817
16.8. Опробование оборудования для приготовления и подачи твердого топлива	819
16.9. Опробование оборудования для хранения и сжигания мазута	822
16.10. Сжигание газообразного топлива	827
16.11. Водно-химический режим	828

Раздел семнадцатый

Опробование и пуск турбинной установки

17.1. Пуск насосов	835
17.2. Проверка плотности вакуумной системы	840
17.3. Прокачка масла	841
17.4. Проверка регулирования на неработающей турбине	846
17.5. Пуск турбоустановки	848
17.6. Проверка регулирования на работающей турбине	853

Раздел восемнадцатый

Комплексное опробование и приемка оборудования

18.1. Режим комплексного пуска энергоблока	858
18.2. Техническая программа пусконаладочных работ	862
18.3. Приемка оборудования в эксплуатацию	864
Предметный указатель	868

ПРЕДИСЛОВИЕ

Строительство электростанций с энергетическими блоками мощностью 250, 300, 500 и 800 МВт и атомных электростанций с реакторами мощностью 440 и 1000 МВт определяет значительные объемы монтажных работ, усложнение техники монтажа, непрерывный рост производительности труда.

Инженерно-технические работники монтажных организаций призваны в совершенстве осваивать технику монтажа, изучать особенности устанавливаемого оборудования, выполнять монтаж основных агрегатов и вспомогательного оборудования на современном техническом уровне и обеспечивать надежную и бесперебойную эксплуатацию энергоблоков.

Для инженерно-технических работников монтажных организаций и проектных институтов важное значение имеет период организации работ, когда выполняется организационно-техническая подготовка объектов, намечаются методы и способы производства работ, выбираются основные монтажные механизмы и средства механизации, выполняются технико-экономические расчеты, решается организационная структура управления монтажным производством, определяются основные фонды, комплектуются кадры инженерно-технических работников и квалифицированных рабочих, создается основа для успешного производства монтажных работ.

Основная цель Справочника — оказать помощь специалистам при организации монтажной площадки, выборе монтажных механизмов, при выполнении монтажных, подъемно-транспортных, сборочных, сварочных и других работ на монтаже паровых котлов, атомных реакторов, турбин, трубопроводов и прочего тепломеханического оборудования, а также при подготовке агрегатов к пуску для их комплексного опробования.

Настоящий Справочник составлен на основе опыта, накопленного монтажными организациями, и отражает современный уровень монтажной техники. Впервые приводятся данные об организации, технологии и производстве работ по монтажу оборудования атомных электростанций.

Первое издание Справочника вышло в 1971 и 1972 годах в двух томах. Второе издание Справочника потребовало уточнения, изменения и дополнения ряда разделов.

Настоящий Справочник состоит из двух книг.

Организация монтажных работ. В этой книге приведены технико-экономические показатели монтажных работ, организация монтажного производства, данные по грузоподъемным механизмам, сварочному оборудованию, инструменту и приспособлениям для монтажных работ, по материалам, применяемым в котлостроении и на монтажных работах, описаны общие монтажно-сборочные операции, монтаж и обслуживание грузоподъемных механизмов, приведены общетехнические сведения, руководящие материалы по труду и технике безопасности.

Технология монтажных работ. В этой книге освещаются технология монтажа паровых котлов, атомных реакторов, турбин, генераторов, станционных трубопроводов, химводоочистки и другого оборудования электростанций, а также технологии производства работ по сварке и термообработке, предпусковой химической очистке оборудования и трубопроводов, пуска котельных и турбинных установок.

При написании материал настоящей книги распределен между авторами следующим образом: введение, разделы 1, 2 и 3 — Д. Я. Винницкий, § 1.5 и 1.6 раздела 1 — Ю. С. Бережной, разделы 4, 5 и 6 — В. В. Гирняк и А. А. Деннисенко, разд. 7 — Б. И. Резников, разд. 8 — И. Б. Слонимский, разд. 9 — О. А. Пальмин и И. Б. Слонимский, разд. 10 — Е. Г. Дмитриев, разд. 11 — Д. Я. Винницкий, разд. 12 — С. С. Якобсон, § 12.11 — Белкин С. А., разд. 13 — Ф. А. Хромченко, разд. 14 — В. Б. Богад, разд. 15 — Ю. С. Медведев и А. С. Лосев, разд. 16 — В. И. Галкин, разд. 17 — Б. И. Резников, разд. 18 — В. И. Галкин, предметный указатель — Л. Д. Черная.

Авторы выражают благодарность всем коллективам монтажных трестов и участков и отдельным лицам, приславшим свои предложения, направленные на улучшение содержания Справочника, и искреннюю признательность С. П. Гончарову за тщательное редактирование рукописи.

Авторы обращаются ко всем читателям с просьбой направлять свои замечания и предложения по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ*

(из Норм технологического проектирования тепловых электрических станций 1982 г.)

В.1. ТРЕБОВАНИЯ К ГЕНЕРАЛЬНОМУ ПЛАНУ И ТРАНСПОРТНОМУ ХОЗЯЙСТВУ

1.1. Настоящие Нормы обязательны при проектировании всех вновь сооружаемых паротурбинных тепловых электростанций с турбоагрегатами мощностью 50 тыс. кВт и выше при начальных параметрах пара у турбины до 24 МПа (240 кгс/см²) и 510—560°С.

1.6. Для электростанций, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха —20°С и выше, допускается проектирование главных корпусов электростанций с открытой котельной.

Водогрейные котлы КВГМ устанавливаются полуоткрытыми в районах с расчетной температурой —25°С и выше.

Водогрейные котлы, работающие на твердом топливе, должны устанавливаться по тем же условиям, что и энергетические.

2.1.6. При проектировании электростанций следует рассматривать возможность использования существующих строительных баз и укрупнительных близрасположенных предприятий Минэнерго СССР.

3.1.5. Строительные и монтажные базы, как правило, должны размещаться со стороны временного торца главного корпуса на расстоянии не более 100 м от него при достижении полного развития мощности ТЭС.

При сооружении в одном районе нескольких электростанций места расположения их общей строительной, монтажной и ремонтной районной производственной комплектовочной базы (РПКБ), электростанции и поселка определяются ситуационным планом района.

Строительная, монтажная и ремонтная база принимается минимальных размеров с рациональной блокировкой производственных и вспомогательных зданий с учетом дальнейшего их использования.

3.2.9. Число путей на железнодорожной станции электростанции определяется количеством поступающих маршрутов в сутки с учетом коэффициента неравномерности движения поездов 1,2.

Поступление на электростанцию прочих хозяйственных и строительных грузов учитывается с коэффициентом неравномерности движения поездов 1,5.

* В тексте нумерация параграфов сохранена по изданию Норм технологического проектирования 1982 г.

3.2.11. Для нужд строительства следует максимально использовать постоянные железнодорожные пути. Постоянные везды железнодорожных путей в турбинное и котельное отделения предусматриваются только с временного торца главного корпуса.

В.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТОПЛИВНОМУ И МАСЛЯНОМУ ХОЗЯЙСТВУ

4.1.2. Часовая производительность топливоподачи определяется по суточному расходу топлива электростанции исходя из 20 ч работы топливоподачи с запасом 10%.

Для электростанций мощностью 4000 МВт и выше или при расходе топлива более 2000 т/ч топливоподача выполняется с двумя самостоятельными вводами.

4.1.3. При производительности топливоподачи 100 т/ч и более для разгрузки железнодорожных вагонов с углем и сланцем применяются вагоноопрокидыватели.

4.1.4. Производительность вагоноопрокидывателей принимается исходя из 12 циклов в час и для каждого конкретного случая уточняется с учетом затрат времени на маневровые операции.

При производительности топливоподачи от 100 до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель, от 400 до 1000 т/ч — два вагоноопрокидывателя.

Количество вагоноопрокидывателей для электростанций с производительностью топливоподачи свыше 1000 т/ч определяется исходя из 12 циклов в час вагонов средневзвешенной грузоподъемности, в которых поставляется на эти электростанции топливо, плюс один резервный вагоноопрокидыватель.

4.1.7. Для электростанций производительностью топливоподачи менее 100 т/ч, как правило, применяются безземкостные разгрузочные устройства.

4.1.10. При поставке на электростанцию сжигающегося топлива сооружаются размораживающие устройства.

4.1.12. Подача топлива в котельную осуществляется, как правило, двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехсменную работу, из которых одна нитка является резервной, при этом должна быть обеспечена возможность одновременной работы обеих ниток системы. Подача топлива на склад осуществляется одониточной системой.

4.1.13. Подача топлива от каждого вагоноопрокидывателя осуществляется одним ленточным конвейером с производительностью, равной производительности вагоноопрокидывателя.

4.1.15. В тракте топливоподачи электростанций, работающих на всех видах твердого топлива, включая фрезерный торф, устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления, обеспечивающие измельчение топлива до размера 25 мм. При работе на торфе и другом мелком топливе (0—25 мм) предусматривается возможность подачи топлива помимо дробилок.

Производительность всех установленных дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности всех ниток топливоподачи в котельное отделение.

4.1.16. В тракте топливоподачи на конвейерах для улавливания из угля металла устанавливаются:

в узле пересыпки — подвесной саморазгружающийся электромагнитный металлоотделитель и металлоискатель;

перед молотковыми дробилками — подвесной саморазгружающийся электромагнитный металлоотделитель и металлоискатель, а после молотковых дробилок — шкивной и подвесной электромагнитные металлоотделители.

При среднеходных мельницах после молотковых дробилок дополнительно устанавливаются уловители немагнитного металла.

При шаровых барабанных мельницах металлоуловители устанавливаются только до дробилок.

4.1.17. Для улавливания из угля древесины устанавливаются: на узле пересыпки конвейеров до дробилок — уловители длинномерных предметов;

на конвейерах после молотковых дробилок — уловители щепы. Уловленные предметы должны удаляться механизированным способом.

4.1.18. В тракте топливоподачи на конвейерах после дробилок тонкого дробления предусматриваются пробоотборные и проборазделочные установки для определения качества топлива, подаваемого в котельную.

4.1.21. Угол наклона ленточных конвейеров принимается не более 18° для всех видов твердого топлива. В местах загрузки крупнокускового топлива угол наклона конвейеров принимается 12°, а при обосновании допускается не более 15°.

4.1.22. Для распределения топлива по бункерам котлов принимаются, как правило, стационарные плужковые сбрасыватели.

4.1.26. На угольных складах должны применяться следующие механизмы:

механизмы непрерывного действия (роторные погрузчики, штабелеукладчики) на гусеничном или рельсовом ходу с максимальной автоматизацией их работы;

мощные бульдозеры в комплексе со штабелеукладчиком или конвейерами необходимой длины.

4.1.29. Выдача топлива со склада осуществляется одониточной системой ленточных конвейеров. Выдача топлива из буферного штабеля в основной тракт топливоподачи осуществляется бульдозерами или другими механизмами и самостоятельным одониточным конвейером.

4.2.1. Мазутное хозяйство сооружается для снабжения мазутом энергетических и водогрейных котлов, использующих мазут или газ в качестве основного топлива, так и резервного или аварийного.

4.2.2. Распochное мазутное хозяйство сооружается для электростанций, работающих на твердом топливе.

При установке на электростанциях водогрейных котлов, работающих на мазуте, мазутное хозяйство выполняется общим.

Снабжение мазутом пусковой котельной производится соответственно от основного или распochного мазутоустройства.

4.2.9. В мазутных хозяйствах электростанций используется пар давлением 0,8—1,3 МПа (8—13 кгс/см²) с температурой 200—250° С. Конденсат пара должен использоваться в цикле электростанций и подвергаться контролю и очистке от мазута. Конденсат от мазутоподогревателей, спутников и тепляков должен подаваться отдельно от конденсата паропроводов разогрева лотков и емкостей.

4.2.10. Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью. Вязкость подаваемого в котельную мазута должна быть:

при применении механических и паромеханических форсунок — не более 2,5° УВ, что для мазута марки 100 соответствует температуре примерно 135°С;

при применении паровых и ротационных форсунок — не более 6° УВ.

4.2.12. В насосной основной мазутохозяйства кроме расчетного количества рабочего оборудования должно предусматриваться:

по одному элементу резервного оборудования — насосы, подогреватели, фильтры тонкой очистки;

по одному элементу ремонтного оборудования — основные насосы I и II ступеней.

Количество мазутных насосов в каждой ступени основного мазутого хозяйства должно быть не менее четырех (в том числе по одному ремонтному и по одному резервному).

4.2.13. Производительность основных мазутных насосов при выделенном контуре разогрева выбирается с учетом дополнительного расхода мазута на рециркуляцию в обратной магистрали при минимально допустимых скоростях.

4.2.14. Схема установки подогревателей мазута и фильтров тонкой очистки должна предусматривать работу любого подогревателя и фильтра с любым насосом I и II ступеней.

4.2.15. В мазутохозяйствах должна предусматриваться выносная (за пределы мазутонасосной) дренажная емкость.

4.2.16. Подача пара к энергетическим и водогрейным котлам из основного мазутоустройства должна производиться по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции.

4.2.17. Подача пара к мазутному хозяйству производится по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% расчетного расхода пара.

Устанавливается не менее двух конденсатных насосов, один из них резервный.

4.2.18. На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах должна быть установлена запорная арматура на расстоянии 10—50 м и от мазутонасосной для отключений в аварийных случаях.

На вводах магистральных мазутопроводов внутри котельного отделения, а также на отводах к каждому котлу должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным электрическим и механическим приводами, расположенными в удобных для обслуживания местах.

4.2.20. Подача мазута в котельное отделение растопочного мазутохозяйства производится по одному трубопроводу.

Число мазутных насосов в каждой ступени растопочного мазутохозяйства принимается не менее двух, в том числе один резервный.

4.3.1. Газорегуляторный пункт (ГРП) предусматривается на электростанциях, работающих на газе, который применяется в качестве основного или резервного топлива. ГРП располагается на территории электростанции в отдельных зданиях или под навесами.

4.3.3. На газомазутных конденсационных электростанциях мощностью до 1200 МВт и ТЭЦ с расходом пара до 4000 т/ч может сооружаться один ГРП. На электростанциях большей мощности сооружаются соответственно два или более ГРП.

4.3.4. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной.

Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от магистрали к котлам не резервируется и может производиться по одной нитке.

Газовый коллектор, распределяющий газ по котельным агрегатам, прокладывается вне здания котельного отделения.

4.3.5. На газопроводах должна применяться только стальная арматура.

4.4.1. Каждая электростанция оборудуется централизованным масляным хозяйством турбинного и трансформаторного масел, включающим в себя аппаратуру, баки свежего, регенерированного и отработанного масел, насосы для приема и перекачки масла и установки для сушки масел и восстановления цеолита или силикагеля.

Масляное хозяйство может блокироваться с мазутным хозяйством.

4.4.2. В масляном хозяйстве устанавливаются по четыре бака турбинного и трансформаторного масел и два бака машинного масла для мельничных систем. Емкость баков для турбинных и трансформаторных масел должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т. е. 60 м³.

4.4.4. Для аварийного слива турбинного масла из агрегатов на электростанции предусматривается специальная емкость, равная емкости масляной системы наибольшего агрегата.

В.3. ТРЕБОВАНИЯ К КОТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

5.1. На конденсационных и теплофикационных электростанциях с промежуточным перегревом пара применяются моноблочные схемы (котел — турбина).

На ТЭЦ без промперегрева пара с преимущественно отопительной нагрузкой применяются, как правило, моноблочные схемы, а с преобладающей паровой нагрузкой — блочные схемы и при соответствующем обосновании — с поперечными связями.

5.2. Котлы производительностью 400 т/ч и более должны выполняться газоплотными.

Газоплотные котлы производительностью 400—700 т/ч должны выполняться под наддувом. Газомазутные котлы большей производительности следует выполнять под разрежением. При соответствующем обосновании такие паровые котлы могут выполняться под наддувом.

Пылеугольные котлы выполняются газоплотными под разрежением.

Водогрейные котлы производительностью 100 Гкал/ч и более должны выполняться под наддувом.

Энергетические и водогрейные котлы устанавливаются без подвалов.

5.4. Для ТЭЦ с докритическим давлением пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

5.5. Для электростанций на твердом топливе независимо от вида этого топлива, как правило, применяется замкнутая индивидуальная система пылеприготовления.

5.6. При шаровых барабанных мельницах пылеприготовительная установка выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 400 т/ч и более устанавливается не более двух мельниц, при этом во всех случаях осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110% номинальной производительности котла.

5.7. При среднеходных мельницах, мельницах-вентиляторах, а также молотковых мельницах пылеприготовительная установка, как правило, выполняется по схеме с прямым вдуванием.

Количество мельниц в системах с прямым вдуванием для котлов паропроизводительностью 400 т/ч и более выбирается не менее трех, для котлов меньшей паропроизводительности — не менее двух. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся без учета возможности форсировки обеспечили: при двух установленных мельницах — не менее 60%, при трех мельницах — не менее 80%, при четырех мельницах — не менее 90%, при пяти и более мельницах — 100% номинальной производительности котла.

5.8. Взвешивание топлива производится в тракте топливоподачи. Автоматические весы перед мельницами не устанавливаются.

5.9. Производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса 1,1 к производительности мельницы.

Производительность питателей пыли выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70—75% их номинальной производительности.

5.12. Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов выбирается с учетом запасов против расчетных величин: 10% производительности и 20% напора. Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для целей регулирования нагрузки котла.

При номинальной нагрузке котла дымососы и вентиляторы должны работать при КПД не ниже 90% максимального значения.

5.13. При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50%. Для котлов на АШ и тощих углях в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70%.

5.14. Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов у котлов блочных установок применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двухскоростным электродвигателем.

Для осевых дымососов применяются направляющие аппараты с односкоростными электродвигателями.

5.15. Открытая установка дымососов и дутьевых вентиляторов применяется для электростанций, работающих на жидком или газообразном топливе, в районах с расчетной температурой отопления выше -30°C .

Воздуходувки с турбоприводами устанавливаются в закрытых помещениях.

Открытая установка вынесенных трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей применяется в климатических районах с расчетной температурой отопления выше -30°C .

5.17. В котельных отделениях ГРЭС и ТЭЦ предусматривается тупиковый железнодорожный заезд нормальной колеи; длина заезда должна обеспечивать снятие грузов с железнодорожной платформы посредством грузоподъемных механизмов.

В котельных отделениях ТЭС предусматривается сквозной проезд автотранспорта. При количестве энергоблоков шесть и более предусматривается один боковой заезд автотранспорта со стороны дымовых труб

Габариты проездов устанавливаются в техническом проекте при разработке механизации монтажных и ремонтных работ и компоновке котельного отделения.

5.2.1. Все котлы, сжигающие твердое топливо, оборудуются золоулавливающими установками.

Степень золоулавливания принимается в зависимости от мощности электростанций и приведенной зольности сжигаемого топлива.

5.2.3. В качестве золоуловителей на электростанциях, как правило, применяются:

для очистки газов со степенью очистки выше 97% — электрофильтры;

для очистки газов со степенью очистки 95—97% — мокрые золоуловители типа МС-ВТИ и МВ-УО ОРГГРЭС;

для очистки газов со степенью очистки 93—95% — батарейные циклоны типа БЦУ-М или БЦРН.

5.2.4. Как правило, следует применять открытую установку золоуловителей с закрытием во всех климатических зонах нижней бункерной части и верхних сопел орошения мокрых золоуловителей.

В районах с расчетной температурой отопления -20°C и ниже мокрые золоуловители устанавливаются в помещении.

5.2.5. Система газоходов перед и после золоуловителей, а также их компоновка должны обеспечить равномерную раздачу дымовых газов по аппаратам при минимальном сопротивлении газового тракта.

В газоходах при необходимости устанавливаются направляющие лопатки или другие газораспределительные устройства.

5.3.1. Внутростанционное золошлакоудаление до насосных станций осуществляется раздельным с использованием пневмогидравлических или гидравлических способов.

5.3.2. Шлаковые и золовые каналы в пределах площадки ТЭС, включая расположенные в насосной станции, принимаются, как правило, раздельными.

5.3.3. Багерная насосная станция располагается в котельной или в отделении золоуловителей и дымососов.

На всасе багерных насосов предусматривается приемная емкость не менее чем на две минуты работы насоса для насосной, расположенной в главном корпусе, и не менее трех минут — для выносной багерной насосной.

5.3.4. В одной багерной насосной подсоединяется не менее шести котлов паропроизводительностью 320—500 т/ч, не менее четырех котлов по 640—1000 т/ч, не менее двух котлов по 1650—2650 т/ч.

5.3.5. Насосное оборудование систем золошлакоудаления принимается по возможности крупных размеров. Золовые насосы устанавливаются с одним резервным агрегатом в каждой группе насосов.

Багерные насосы устанавливаются с одним резервным и одним ремонтным агрегатами в каждой насосной станции.

5.3.7. Шлакодробилки, как правило, устанавливаются под котлами. Установка шлакодробилок в багерной насосной предусматривается при необходимости получения более мелких фракций шлака по условиям применения на золошлакоотвале рассредоточенного намыва.

5.3.9. Для сбора сухой золы в промбункер и транспорта ее на склад принимаются пневмосистемы с аэрожелобами и пневмоподъемниками, вакуумные системы, низконапорные трубные системы. При значительной приведенной длине транспорта до склада (до 1000 м) применяются напорные пневмосистемы с пневмовинтовыми или камерными насосами.

Производственное объединение

УХТАТРАНСГАЗ

Сосногорское ППУМГ

В.4. ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБИННОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

6.1. Единичная мощность турбогенераторов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединение энергосистемы, выбирается возможно более крупной для данного вида топлива.

6.2. Единая мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются возможно более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района.

6.3. При установке турбин с двойным значением номинальной мощности (например, Т-250/300-240) установленная мощность ТЭЦ определяется по максимальному значению мощности турбин.

6.4. Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока на скользких параметрах и из любого температурного состояния котла, трубопроводов и турбины с минимальными потерями тепла и конденсата, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

6.5. Для пуска блоков на электростанциях предусматриваются пусковые котельные или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий, деаэрацию питательной воды, разогрев мазута, приводные турбины вспомогательных механизмов при отсутствии пускорезервных агрегатов с электроприводами и другие предпусковые нужды.

Для теплоэлектростанций, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пусковой временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ.

6.11. Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать нижеследующим нормам для электростанций с блочными схемами:

производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%;

на блоках с давлением пара 13 МПа (130 кгс/см²) на каждый блок устанавливается, как правило, один питательный насос производительностью 100%, на складе предусматривается один резервный насос для всей электростанции. Питательные насосы принимаются с электроприводами и гидромuftами;

на блоках с критическим давлением пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами: один производительностью 100% или два по 50%; при установке на блок одного турбонасоса производительностью 100% дополнительно устанавливается насос с электроприводом и гидромuftой производительностью 30—50%. При установке на блок двух турбонасосов производительностью по 50% насос с электроприводом не устанавливается, к турбонасосам предусматривается резервный подвод пара.

6.12. Грузоподъемность мостовых кранов турбинного отделения принимается из расчета подъема самой тяжелой детали турбинного агрегата и бескранового монтажа и демонтажа статора генератора. Грузоподъемность одного крана, как правило, принимается из расчета подъема и транспортировки самой тяжелой детали при ремонте.

Допускаются монтаж и демонтаж статора генератора основными кранами при обосновании технико-экономическим расчетом.

Вспомогательное оборудование, расположенное в турбинном отделении, комплектуется с учетом обслуживания его основным краном.

При расположении вспомогательного оборудования вне зоны действия основных кранов для его обслуживания и ремонта, а также для обслуживания и ремонта деаэраторов и арматуры трубопроводов применяются соответствующие грузоподъемные устройства с возможностью погрузки на транспортные средства основных грузопотоков.

В турбинном отделении со стороны постоянного и временного торцов предусматриваются монтажно-ремонтные площадки с железнодорожным въездом с временного торца. Через каждые четыре турбины предусматривается промежуточная ремонтная площадка.

В турбинном отделении ГРЭС с временного и постоянного торцов предусматривается сквозной проезд для автотранспорта.

6.13. Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу.

На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор. На неблочных электростанциях обеспечивается возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных ГРЭС и отопительных ТЭЦ длительностью не менее 3,5 мин и 7 мин для неблочных КЭС и промышленных ТЭЦ.

6.15. На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м³ с двумя насосами и регулятором уровня. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на две-три турбины.

6.18. Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются по одной для данных параметров пара производительностью, равной максимальному отбору наиболее крупной турбины.

6.19. Для неблочных электростанций главные паропроводы выполняются по схеме с переключательной перемычкой, как правило, одной, секционированной задвижками.

Отключение котлов, турбин, турбонасосов и другого оборудования от работающей системы производится двумя последовательно установленными запорными органами.

Для электростанций с моноблоками при однобайпасной схеме запорные задвижки в системе промпрегрева не устанавливаются и отключение промежуточных перегревателей для опрессовки производится заглушками или арматурой турбин.

6.20. Для неблочных электростанций всасывающая магистраль, напорная магистраль питательных насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняются одинарными с секционирующими задвижками.

6.21. При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки.

Не допускается применение чугунной арматуры:

на газопроводах воды и пара с условным проходом 50 мм и более и температурой теплоносителя выше 120°С;

на газопроводах горючего газа, мазутопроводах с условным проходом 50 мм и более;

на маслопроводах;

на трубопроводах от деаэраторов к питательному насосу;

на трубопроводах всех диаметров с температурой теплоносителя выше 120°С при арматуре, имеющей электрические приводы.

При разработке проектов выхлопных устройств от предохранительных клапанов прорабатываются специальные устройства для снижения шума.

6.24. В турбинном отделении устанавливаются мостовые электрические краны:

для турбоагрегатов мощностью 250—300 МВт и выше при числе турбоагрегатов до пяти — два крана, при числе турбоагрегатов шесть и более — три крана;

для турбоагрегатов меньшей мощности — один кран при числе турбоагрегатов до трех и два крана при числе турбоагрегатов выше трех.

В.5. ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

10.1.18. Водоприемные сооружения делятся на секции с обеспечением возможности отключения любой из них для ремонта или очистки.

Водоприемные сооружения при прямоточном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями оборудуются грубыми решетками, решеткоочистными машинами и очистными вращающимися сетками, помещения которых совмещаются с циркуляционными насосными станциями.

10.1.19. При проектировании блочных электростанций установку циркуляционных насосных, как правило, следует предусматривать в блочных насосных станциях.

На каждый корпус или поток конденсатора, как правило, устанавливается один насос, при этом число насосов на турбину должно быть не менее двух, а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на блок.

10.1.20. При проектировании неблочных электростанций установку циркуляционных насосов следует предусматривать в центральных насосных станциях или в главном корпусе.

Число циркуляционных насосов в центральных насосных станциях следует принимать не менее четырех с суммарной подачей, равной расчетному расходу охлаждающей воды без резерва.

Установка резервного насоса предусматривается только при водоснабжении морской водой.

10.1.21. Мощность электродвигателей центробежных насосов выбирается с учетом самозапусков насосов при открытых задвижках, а осевых насосов — с учетом возможности работы при всех режимах, отвечающих характеристикам насосов.

10.1.22. В насосных станциях добавочной воды устанавливаются, как правило, два рабочих насоса.

10.1.24. При заглубленных циркуляционных насосных станциях и насосных добавочной воды обратные клапаны с переключающими задвижками устанавливаются в камере переключений вне насосного помещения.

При блочных станциях обратные клапаны, задвижки и перемычки на напорных линиях не устанавливаются.

10.1.25. Циркуляционные (блочные и центральные) насосные станции следует проектировать с надземным строением и подъемно-транспортным оборудованием.

Насосные станции добавочной и осветленной воды с горизонтальными насосами в камеры переключения следует проектировать без надземного строения. Для монтажа и ремонта оборудования в таких насосных станциях следует предусматривать подъемно-транспортные средства.

10.1.30. При блочных насосных станциях предусматривается укладка самостоятельного напорного водовода от каждого насоса.

10.1.31. От каждой центральной насосной станции следует предусматривать не менее двух напорных водоводов.

10.1.33. На отводных каналах сооружаются общие для всех турбин водосливные устройства, обеспечивающие необходимую высоту сифона в конденсаторах.

10.1.34. У каждого напорного водовода диаметром более 1000 мм выполняются не менее двух герметически закрываемых смотровых лазов.

В.6. ТРЕБОВАНИЯ К ВОДОПОДГОТОВКЕ И ХИМИЧЕСКОМУ КОНТРОЛЮ

7.1. На ТЭЦ с отдачей пара на производство восполнение потерь может производиться химически обессоленной водой или дистиллятом испарителей в зависимости от качества исходной воды. На электростанциях при восполнении потерь питательной воды дистиллятом испарителей последние независимо от типа применяемых котлов дополняются общестанционной испарительной установкой.

С первым блоком ГРЭС включается водоподогревательная установка на производительность, обеспечивающую восполнение потерь конденсата первой очереди электростанции.

С первым котлом ТЭЦ включается водоподготовка на производительность, определяемую конкретными условиями развития обслуживаемых промпредприятий.

7.3. Расчетную производительность обессоливающей или испарительной установки для конденсационных электростанций и отопительных ТЭЦ следует принимать равной 2% паропроизводительности устанавливаемых котлов. Производительность общестанционной испарительной установки или величина дополнительной производительности обессоливающей установки (сверх 2%) принимаются:

для электростанций с прямоточными котлами:

Мощность блоков, МВт	200	250	300	500	800
Дополнительная производительность установки, т/ч	25	50	75		

для электростанций с барабанными котлами 25 т/ч.

7.5. Производительность водоподогревательной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство рассчитывается исходя из покрытия внутростанционных потерь конденсата в размере 2% установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве с 50%-ным запасом на невозврат конденсата и покрытия потерь с прудовкой котлов и испарителей, а для мазутных ТЭЦ — с учетом потерь конденсата на мазутном хозяйстве.

7.8. Для электростанций с барабанными котлами в зависимости от параметров пара, способа регулирования температуры перегретого пара и качества исходной воды применяются схемы одно- или двухступенчатого химического обессоливания, при необходимости совмещаемые с мембранными методами. На электростанциях с прямоточными котлами применяются трехступенчатое обессоливание добавочной воды. Третьей ступенью обессоливания добавочной воды являются фильтры смешанного действия установки очистки турбинного конденсата.

7.14. На водоочистках с осветлителями количество механических фильтров выбирается из расчета скорости фильтрования 10 м/ч, а без

осветлителей — 5 м/ч. Предусматривается один фильтр для перегрузки фильтрующего материала (он же является резервным).

7.16. Дозирование на водоочистках растворов и суспензий реагентов осуществляется с помощью двух насосов-дозаторов (рабочего и резервного) для подачи каждого реагента в каждую точку ввода.

7.17. Расходные емкости растворов и суспензии реагентов принимаются не менее двух на всю водоочистку для каждого реагента, причем общая расходная емкость принимается в размере 12—24-часового его расхода.

7.19. При производительности химводоочистки свыше 400 м³/ч предусматривается разбивка механических и ионитных фильтров (при параллельном их включении) на блоки производительностью от 200 до 500 м³/ч каждого блока.

7.20. На электростанциях с прямоточными котлами любых параметров пара и производительности предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин. У каждой турбины предусматривается установка для очистки 100% конденсата, выходящего из конденсатора турбин.

7.21. На электростанциях с барабанными котлами предусматривается обессоливание всего турбинного конденсата при охлаждении конденсаторов водой с общим содержанием более 5000 мг/л.

7.22. Для обессоливания турбинных конденсатов применяются, как правило, ФСД с выносной регенерацией ионитов при расчетной скорости фильтрования 100 м/ч (при одном фильтре, выведенном на регенерацию).

7.24. В тех случаях, когда сооружаются вспомогательные котельные, конденсат пара от них, используемый на питание прямоточных котлов электростанций, подвергается обезжелезиванию и обессоливанию.

7.25. Для электростанций с прямоточными, а также с барабанными котлами, работающими в режиме частых пусков и остановок, предусматривается обезжелезивание всех общестанционных загрязненных конденсатов на автономной конденсатоочистке. Автономная конденсатоочистка для электростанций с прямоточными котлами рассчитывается на многократную циркуляцию через все загрязненных конденсатов с расходом 150 м³/ч для блоков мощностью до 500 МВт и 300 м³/ч для блоков большей мощности. Для обессоливания конденсатов применяются ФСД с внутренней регенерацией при расчетной скорости фильтрования 50 м/ч.

7.27. Для котлов должны предусматриваться устройства для обработки питательной воды аммиаком и гидразингидратом.

7.28. Для прямоточных котлов с закрытическим давлением пара, работающих на газомазутном топливе могут предусматриваться устройства для коррекционной обработки котловой воды фосфатами. При обессоливании добавочной воды сепараторы непрерывной продувки и расширители периферической продувки принимаются по два комплекта на электростанции.

7.30. Склад реагентов оборудуется устройствами для механизированной выгрузки реагентов из вагонов и цистерн, транспортировки реагентов внутри склада и приготовления растворов и суспензий с очисткой их от посторонних примесей. Удаление отходов также должно быть механизировано. В складе реагентов и фильтрующих материалов температура не должна быть ниже +10° С.

7.31. Для хранения кислот и щелочей устанавливаются не менее

двух баков для каждого реагента, для реагентов водно-химической промывки — по одному баку для каждого реагента.

7.32. Трубопроводы кислот и щелочей (растворов любых концентраций), а также токсичных жидкостей прокладываются как внутри склада, так и вне его с учетом обеспечения безопасности работы персонала электростанции.

7.33. Предусматриваются защитные покрытия внутренней поверхности следующего оборудования: деаэрационных баков, вакуумных и атмосферных баков запаса и сбора конденсата; осветлителей в схемах без известкования; верхней части осветлителей в схемах с известкованием на 500 мм ниже распределительной решетки; ионитных фильтров водоочистки для приготовления подпиточной воды котлов независимо от схемы водоподготовки; Н-катионитных фильтров установок по подготовке добавочной воды тепловых сетей; Н-катионных фильтров водоочистительных установок, проектируемых по схемам Н-На-катионирования питательной воды испарителей; катионных фильтров при совместном Н-На-катионировании воды; механических фильтров в схеме без известкования, механических и ионитных фильтров и регенераторов на установках по обессоливанию конденсата турбин, механических и ионитных фильтров на установках по обезжелезиванию и очистке производственных конденсатов; декарбонизаторов; баков кислых вод, кислых реагентов и баков нейтрализаторов; баков осветленной, известкованной, химически очищенной и химически обессоленной воды; трубопроводов очищенного производственного конденсата, трубопроводов водоочисток, соприкасающихся с агрессивной водой (рН ниже 7), а также с обессоленной водой.

Допускается выполнять из полимерных материалов трубопроводы растворов кислот, соли, коагулянта, известкового молока, реагентов, для химической очистки оборудования, а также трубопроводов безнапорных сбросов.

7.34. На всех трубопроводах, по которым транспортируются растворы реагентов и воды с рН ниже 7, устанавливается коррозионно-стойкая арматура.

7.35. Баки водоподготовительных установок, баки запаса питательной воды и конденсата защищаются от попадания внешних загрязнений (пыли, золы, песка и т. д.), а устройства для распределения в них воды, пара и воздуха изготавливаются из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов.

7.36. Установка для обработки воды и пароводяной тракт электростанции должны быть оснащены необходимыми устройствами для отбора и подготовки проб, приборами химического и технологического контроля. Пробоотборные линии на химводоочистке выполняются из полимерных труб, а в главном корпусе для среды с температурой более 400° из нержавеющей стали.

7.38. На электростанциях предусматриваются аппаратура, насосы, трубопроводы и другое оборудование для предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок, а также устройства для предупреждения стойанной коррозии паровых и водогрейных котлов, турбин и другого оборудования.

Раздел первый

МОНТАЖ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

1.1. КОТЛЫ И ИХ СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ

ГОСТ 23172-78 установлены термины и определения стационарных котлов и их составных частей, которые обязательны для применения в технической документации всех видов, научной, учебной и справочной литературе. Некоторые из них приведены в табл. 1.1.

Типы (табл. 1.2) и основные параметры паровых котлов (табл. 1.3 и 1.4) установлены ГОСТ 3619-76 (извлечение).

Типоразмеры, указанные в табл. 1.3 и 1.4, относятся к котлам с камерными топками для сжигания топлив при твердом шлакоудалении. Для типоразмеров котлов с другими топками добавляются следующие индексы: Ж — топка с жидким шлакоудалением; В — вихревая топка; Ц — циклонная топка; Р — слоевая топка (решетка); Г — газ; М — мазут.

При работе котла под наддувом добавляется индекс Н.

Примеры условного обозначения:

парового котла типа Е с камерной топкой для сжигания газа и мазута под наддувом паропроизводительностью 420 т/ч и абсолютным давлением 13,8 МПа (140,0 кгс/см²) — котел паровой Е-420-140 ГМН ГОСТ 3619-76;

парового котла типа Пп с камерной топкой для сжигания угля при жидком шлакоудалении паропроизводительностью 640 т/ч и абсолютным давлением 13,8 МПа (140 кгс/см²) — котел паровой Пп-640-140 Ж ГОСТ 3619-76.

Паровой стационарный котел в широком смысле означает комплекс следующих элементов и частей: каркаса, топки, испарителя, пароперегревателя, экономайзера, воздухоподогревателя, обмуровки, обшивки, трубопроводов для пара и воды с арматурой, лестниц и площадок.

Поставочный блок стационарного котла — технологически законченная часть котла, собираемая изготовителем из соединенных между собой сборочных единиц, элементов и деталей, ограниченная по массе и габаритам конструктивными особенностями и условиями транспортирования.

1.2. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ

Котлы для энергетических блоков 1200, 800, 500 и 300 (250) МВт создаются производственным объединением «Таганрогский котельный завод (ТКЗ) «Красный котельщик» и Подольским машиностроительным заводом им. Орджоникидзе (ЗиО) для сжигания газа и мазута, а также углей Канско-Ачинского и Экибастузского бассейнов, кузнецких, донецких и других каменных и бурых углей.

Таблица 1.1. Термины и определения по стационарным котлам

Термин	Определение
Котел	Устройство, в котором для получения пара или нагрева воды с давлением выше атмосферного, потребляемых вне этого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива, протекании технологического процесса, преобразовании электрической энергии в тепловую, а также теплота отходящих газов
Котельная установка	Совокупность котла и вспомогательного оборудования. В котельную установку могут входить кроме котла тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, топливоподачи и топливоприготовления в пределах установки, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, не входящие в котел газозовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, а также относящиеся к котлу водоподготовительное оборудование и дымовая труба
Водотрубный котел	Котел, в котором вода, пароводяная смесь и пар движутся внутри труб поверхностей нагрева, а продукты сгорания топлива — снаружи труб
Водогрейный котел	Котел для получения горячей воды
Барабанный котел	Водотрубный котел с одним или несколькими барабанами
Котел низкого давления	Паровой котел для получения пара с давлением менее 1,0 МПа (10 кгс/см ²)
Котел среднего давления	Паровой котел для получения пара с давлением от 1 до 10 МПа (от 10 до 100 кгс/см ²) включительно
Котел высокого давления	Паровой котел для получения пара с давлением свыше 10 до 22,5 МПа (свыше 100 до 225 кгс/см ²) включительно
Котел сверхкритического давления	Паровой котел для получения пара выше критического давления (критическое давление 225,65 кгс/см ² при температуре 314,15°С)

Термин	Определение
Котел с естественной циркуляцией	Паровой котел, циркуляция рабочей среды у которого осуществляется за счет разности плотностей воды и пароводяной смеси в опускных и подъемных трубах
Котел с принудительной циркуляцией	Котел, циркуляция воды у которого осуществляется насосом
Прямоточный котел	Котел с принудительным движением воды без циркуляции
Прямоточный котел с рециркуляцией	Прямоточный котел, в котором для увеличения скоростей воды при пусках и работе на малых нагрузках применяется принудительная рециркуляция воды специальным насосом
Котел с естественной тягой	Котел, в котором сопротивление газового тракта преодолевается за счет разности плотностей атмосферного воздуха и газов в дымовой трубе
Котел с уравновешенной тягой	Котел, в котором давление в топке или начале газохода поддерживается близким к атмосферному в результате совместной работы дымососов и дутьевых вентиляторов
Котел с наддувом	Котел, в котором сопротивление газового тракта преодолевается дутьевыми вентиляторами
Номинальная паропроизводительность стационарного котла	Наибольшая производительность, которую котел должен обеспечивать при длительной эксплуатации при сжигании основного топлива или номинальных значениях параметров пара и питательной воды
Номинальная теплопроизводительность стационарного котла	Наибольшая теплопроизводительность, которую котел должен обеспечивать при длительной эксплуатации при номинальных значениях параметров
Номинальное давление пара в стационарном котле	Давление пара, которое должно обеспечиваться непосредственно за пароперегревателем котла

Термин	Определение
Номинальная температура пара в стационарном котле	Температура пара, которая должна обеспечиваться непосредственно за пароперегревателем котла при номинальных значениях давления пара, температуры питательной воды и паропроизводительности
Номинальная температура промежуточного пара в стационарном котле	Температура пара, которая должна обеспечиваться непосредственно за промежуточным пароперегревателем стационарного котла при номинальных значениях давления пара, температуры питательной воды, паропроизводительности и остальных параметрах пара промежуточного перегрева
Расчетное давление	Давление пара непосредственно за паромента котла на прочность
Рабочее давление пара	Давление пара непосредственно за пароперегревателем, при его отсутствии — на выходе из котла при расчетных режимах
Пробное давление	Давление, при котором котел подвергается гидравлическому испытанию на прочность и плотность, и устанавливаемое в соответствии с правилами Госгортехнадзора СССР

Таблица 1.2. Типы котлов

Обозначение	Наименование
ПР	Паровой котел с принудительной циркуляцией
Е	То же с естественной циркуляцией
Еп	То же с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара
Пп	То же прямоточный с промежуточным перегревом пара
Кп	То же с комбинированной циркуляцией и промежуточным перегревом пара

Таблица 1.3. Паровые котлы с естественной циркуляцией
(ГОСТ 3619-76)

Обозначение типа-размера котла	Паропроизводительность, т/ч	Абсолютное давление пара, МПа (кгс/см ²)	Состояние или температура пара, °С	Температура питательной воды, °С
Е-25-40 Е-35-40 Е-50-40 Е-75-40	25 35 50 75	3,9 (40)	440	145
Е-220-100	220	9,8 (100)	540	215
Е-320-110 Е-420-140 Е-500-140 Е-820-140	320 420 500 820	13,8 (140)	560	230
Е-420-140 Е-500-140 Е-820-140	420 500 820		570	

Таблица 1.4. Паровые котлы с перегревом и промежуточным перегревом пара (ГОСТ 3619-76)

Обозначение типа-размера котла	Паропроизводительность, т/ч	Абсолютное давление пара, МПа (кгс/см ²)	Температура пара, °С	Температура промежуточного перегрева пара, °С	Температура питательной воды, °С
Еп-670-140	670	13,8 (140)	545	545	230
Еп-640-140	640		570	570	
Пп-670-140 Пп-640-140 Пп-1800-140	670 640 1800		545 570 515	545 570 515	
Пп-1000-255 Пп-1650-255 Пп-2650-255 Пп-3950-255	1000 1650 2650 3950	25,0 (255)	545	542	270
Пп-1600-255 Пп-2500-255	1600 2500		565	567	
Кп-1000-255 Кп-1600-255 Кп-2650-255 Кп-3950-255	1000 1600 2650 3950	25,0 (255)	545	542	270
Кп-950-255 Кп-1600-255 Кп-2500-255 Кп-3650-255	950 1600 2500 3650		565	567	

Котлы предназначены для работы с одновальными турбинами, на сверхкритические параметры пара, с промперегревом, являются одно-корпусными и компонованы: газомазутные и частично угольные по П-образной схеме, а буроугольные по Т-образной схеме.

Газомазутные котлы оборудованы регенеративными вращающимися воздухоподогревателями (РВП), котлы для сжигания твердого топлива — РВП или трубчатыми воздухоподогревателями (табл. 1.5).

Таблица 1.5. Основные характеристики котлов 3950, 2650, 1800 т/ч

Наименование	Марка котла		
	Пп-3950-255 ГМ (ТГМП-1202)	Пп-2650-255 (П-67)	Пп-1800-140 ГМ (ТГМ-501)
Номинальная производительность, т/ч	3950	2650	1800
Давление пара на выходе, кгс/см ² :			
пароперегревателя	255	255	140
первичного пара	37,5	37,6	36,0
Температура, °С:			
перегретого пара	545	545	515
перегретого пара	545	545	515
Топливо	Мазут, газ	Березовский бурый уголь	Мазут
Завод-изготовитель	ТКЗ	ЗиО	ТКЗ
КПД (гарантийный)	93,45	91,9	91,8
Габаритные размеры котла по осям колонн, м:			
глубина	47,6	33	25,7
ширина	72	24	18,0
Верхняя отметка котла, м	62,4	106,5	63,6
Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм, марка стали:			
экранов	32×6, 12Х1МФ	32×6, 12Х1МФ	32×6 и 50×5 12Х1МФ
пароперегревателей высокого давления	32×6 и 42×7, 12Х1МФ 42×7, 12Х18Н12Т	32×6, 12Х1МФ 38×7, 12Х18Н12Т	32×5 и 42×6 12Х1МФ
промперегревателей	60×5, 12Х18Н12Т 50×4, 12Х1МФ 32×6, сталь 20	57×4, 12Х1МФ 57×4, 12Х18Н12Т 42×6,5, Сталь 20	50×4 12Х1МФ 32×5, сталь 20
экономайзеров			5328
Масса котла в целом, т	11 774	17 800	

Прямоточный котел ТГМП-1202 производительностью 3950 т/ч для энергоблока 1200 МВт предназначен для сжигания высокосернистого мазута и природного газа. Котел однокорпусный, выполнен по П-образной схеме и рассчитан на работу под наддувом при давлении в топке 600 мм вод. ст. (рис. 1.1). Топочная камера, потолок, горизонтальный

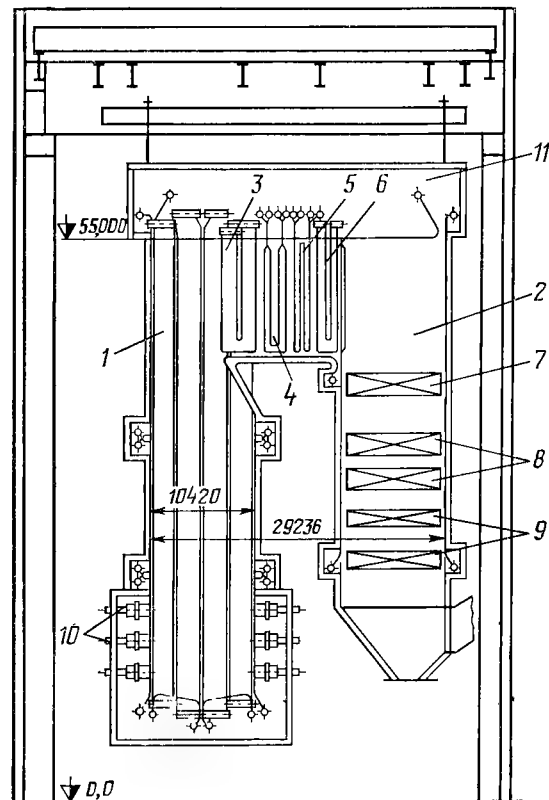


Рис. 1.1. Котел ТГМП-1202 паропроизводительностью 3950 т/ч для сжигания мазута и природного газа.

1 — топка; 2 — конвективная шахта; 3 — ширмовый пароперегреватель; 4, 5 — входная и выходная ступени конвективной шахты пароперегревателя; 6 — выходная ступень промпароперегревателя; 7, 8 — промежуточная и регулирующая ступени промежуточного пароперегревателя; 9 — водяной экономайзер; 10 — горелки; 11 — «теплый ящик».

и опускной газоходы экранированы цельносварными мембранными экранами из плавниковых труб.

Топочная камера призматическая сечением 10,26×30,9 м. На фронтальной и задней стенах в три яруса размещены 56 газомазутных горелок производительностью 5,1 т/ч по мазуту и 5450 м³ по газу.

На выходе из топочной камеры расположен вертикальный ширмовый пароперегреватель первичного пара, места прохода змеевиков ширм и пароперегревателей через цельносварные ограждения котла закрыты специальными уплотнениями и «теплым ящиком», в который под давлением подается горячий воздух.

В опускном газоходе последовательно расположены входная ступень промежуточного пароперегревателя и водяной экономайзер. Тракт промежуточного пара — четырехпоточный от входа до выхода. Внутри

каждого из потоков в необходимых частях осуществлено перемешивание среды.

Котел оснащен насосами рециркуляции при сниженных нагрузках. Воздухонагреватели котла — регенеративные вращающиеся диаметром 14,5 м. Три аппарата на котле вынесены за пределы котельной.

Котел выполнен подвесным к конструкциям здания (хребтовым балкам). Предусмотрен обвязочный каркас, воспринимающий усилия от наддува. Головной образец котла смонтирован и введен в эксплуатацию на Костромской ГРЭС в 1980 г.

Прямоточный котел ТПП-804 предназначен для работы на донецком угле ГСШ и кузнецком СС с сухим шлакоудалением. Котел однокорпусный, паропроизводительностью 2650 т/ч, Т-образной компоновки, с газоплотными панелями, под наддувом, предназначен для энергоблока 800 МВт.

Топочная камера 31×15,5 м, высота 58 м, оборудована 24 плоскофакельными горелками, расположенными встречно в два яруса на фронтальной и задней стенах.

Фронтальной и задней экраны разделены на панели шириной 2208 мм, боковые — шириной 2576 мм (в осях труб). Соединительные горизонтальные газоходы и стенки конвективных шахт также экранированы панелями той же ширины. По ходу газов в переходных газоходах располагаются ширмовые пароперегреватели второй и первой ступеней, выходные пакеты конвективных пароперегревателей первичного и вторичного пара высотой до 9 м. В опускных газоходах размещаются конвективный пароперегреватель среднего давления первой ступени и водяной экономайзер. Для подогрева воздуха устанавливаются три регенеративных воздухоподогревателя с ротором диаметром 14,5 м. Котел подвешен к металлоконструкциям здания.

Поверхности нагрева котла разбиты на 536 транспортабельных заводских блоков: 312 блоков газоплотной части, 80 блоков ширм, 12 блоков выходной ступени конвективного пароперегревателя первичного пара, 12 блоков экономайзера. Масса металла под давлением 6620 т, в том числе легированной стали 5643 т, нержавеющей 685 т и углеродистой 292 т. Масса воздухоподогревателей 2000 т.

Прямоточный котел П-67 производительностью 2650 т/ч (рис. 1.2) на начальные параметры пара 255 кгс/см² и 545°С и промежуточного 37,6 кгс/см² и 545°С предназначен для сжигания канско-ачинских бурых углей для энергоблока 800 МВт. Котел однокорпусный, Т-образной компоновки, подвесной, все поверхности нагрева (кроме воздухоподогревателя) подвешены на хребтовые балки, которые опираются на конструкции здания котельного отделения. Топочная камера с размерами в плане 23×23 м, высота от середины холодной воронки до низа ширмовых поверхностей 60 м. На четырех стенах топки и в четыре яруса расположены 32 горелки. Стены топки конвективных газоходов выполнены из цельносварных газоплотных панелей.

Топка имеет один разъем на отметке 61,5 м, делящий ее на нижнюю и верхнюю радиационные части. Фронтальные и задние стены ВРЧ выведены выше потолочного экрана.

Пароперегреватель состоит из трех ступеней ширм и выходных конвективных пакетов. Выходные коллекторы вынесены из газохода, от них идут восемь паропроводов диаметром 273×45 мм, подключенных к двум паропроводам диаметром 465×75 мм.

Поверхность нагрева промежуточного пароперегревателя скомпонована из конвективной и ширмовой частей. Конвективная часть состоит из трех пакетов без промежуточных коллекторов.

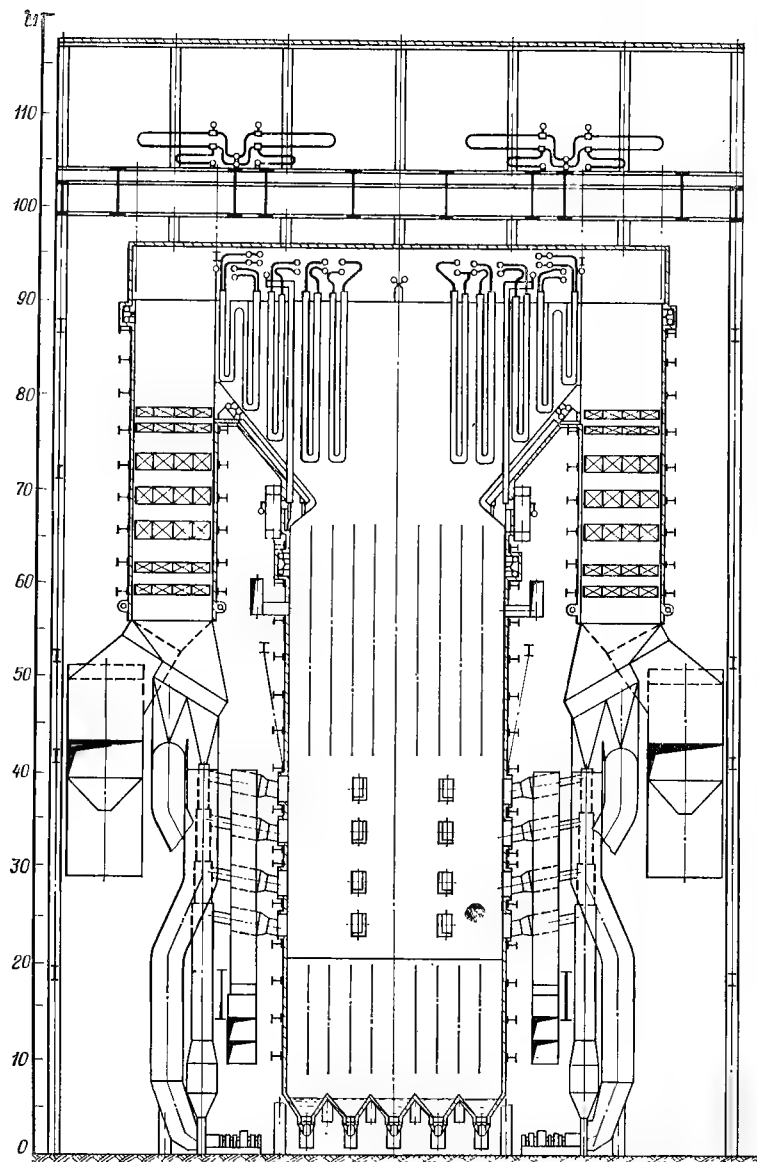


Рис. 1.2. Котел П-67 производительностью 2650 т/ч для сжигания капско-ачинских углей.

Ширмовая часть промежуточного пароперегревателя имеет восемь выходных коллекторов и восемь паропроводных труб диаметром 465×19 мм, подключаемых к двум стоякам из труб диаметром 920×32 мм, идущих к турбине.

В конце конвективной шахты размещен экономайзер. Воздухоподогреватель трубчатый из труб диаметром $40 \times 1,6$ имеет высоту секции 6,6 м, которые устанавливаются в два яруса.

Прямоточный котел П-образной компоновки однокорпусный, для полупикового блока 500 МВт, производительностью 1800 т/ч (рис. 1.3),

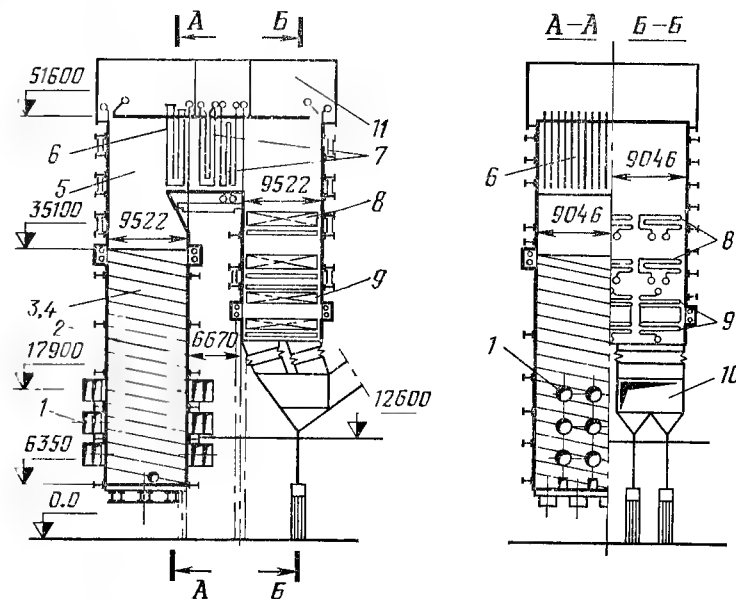


Рис. 1.3. Котел ТГМ-501 полупиковый производительностью 1800 т/ч для сжигания мазута.

1 — горелки; 2 — топка; 3—4 — радиационные панели первичного пароперегревателя; 5 — нижние и верхние радиационные панели экранные (НРЧ и ВРЧ); 6 — ширмы первичного пароперегревателя; 7 и 8 — конвективные трубчатые пакеты первичного и промежуточного пароперегревателей; 9 — экономайзер; 10 — выход дымовых газов; 11 — потолочный уплотнительный короб.

предназначен для работы на высокосернистом мазуте, число часов использования 3000—3500 в год, общее количество пусков 200—250 за год.

Топочная камера призматической формы рассчитана на работу под наддувом с малыми избытками воздуха. На фронтальной и задней стенах в три яруса расположены 24 горелки производительностью по мазуту 5,5 т/ч. Камера экранирована газоплотными панелями с навивкой Рамзина. Вместо обмуровки выполнена натрубная изоляция.

В нижней части топочной камеры подводятся газы рециркуляции, используемые для снижения уровня тепловых нагрузок в зоне горения, а также для регулирования температуры вторичного пара.

Таблица 1.6. Основные характеристики котлов 2650 и 1650 т/ч

Наименование	Марка котла	
	Пп-2650-255ГМН (ГГМН-204)	Пп-1650-255 (П-57-3М)
Номинальная производительность, т/ч	2650	1650
Давление пара, кгс/см ²	255	255
Давление пара промперегрева, кгс/см ²	36,5	40,0
Температура пара, °С; первичного	545	545
промперегрева	545	545
Вид топлива	Газ, мазут	Экибастузский каменный уголь ЗиО
Завод-изготовитель	ТКЗ	
Строительные поверхности нагрева, м ² :		
экранов из легированной стали (гладкотрубных/из плавниковых труб)	—/15 225	4700/8890
пароперегревателей первичного пара	6859/1600	2946/3596
промперегревателей экономайзеров **	18 150/3950	5020/3296
воздухоподогреватели	9200/2957	17 688/—
Наружный диаметр и толщина стенок труб, мм:	199 866 (РВН)	147 400 (РВП)
экранов	32×6	32×6
пароперегревателей первичного пара	32×6; 42×7	32×6; 32×5
пароперегревателей среднего давления	50×4; 60×5	57×4
экономайзера	32×6	32×6
Масса каркасных конструкций, т:		
каркаса и обшивки	1494	1455
из углеродистой стали	117 (сталь 20)	436 (09Г2С)
из стали других марок	103 (12Х1МФ)	
помостов и лестниц	360	259
Масса котла в целом, т	8436	9015
Коэффициент блочности, %	79,9	80,0

* Из легированной стали/из нержавеющей стали.

** Из углеродистой стали/из легированной стали.

Газоплотные экраны верхней радиационной части (ВРЧ) топки, переходного газохода и конвективной шахты выполнены из вертикальных панелей и плавниковых труб. Ширмовый пароперегреватель расположен за топочной камерой на входе в горизонтальный соединительный газоход. За ширмами установлены первая и вторая ступени пароперегревателя первичного пара.

В опускном газоходе последовательно по ходу газов расположены два пакета промперегревателя и водяной экономайзер. Для подогрева воздуха применены регенеративные воздухоподогреватели диаметром 9,8 м (два на котел), размещенные вне здания главного корпуса.

Котел подвешен к металлоконструкциям здания на отметке примерно 64 м. Несущие хребтовые балки располагаются параллельно фронту котла и опираются на две промежуточные колонны котельной, пролет балок 24 м. Котел обеспечивает пуск энергоблока после ночного простоя за 40 мин, а после двухсуточного простоя за 60 мин.

Прямоточный котел ГГМН-204 производительностью 2650 т/ч предназначен для энергоблоков 800 МВт, топливо—высокосернистый мазут марки 100 и природный газ. Котел выполнен с П-образной компоновкой, однокорпусным, с газоплотным экранированием топочной камеры и конвективных газоходов, предназначен для работы под наддувом с малыми избытками воздуха. Топочная камера имеет глубину 10,3 и ширину 21,66 м. На фронтальной и задней стенах в три яруса размещены 36 комбиназированных газомазутных горелок производительностью каждая 5,1 т/ч по мазуту и 5600 м³ по газу (табл. 1.6).

Газоплотные экраны топки и конвективных газоходов выполнены цельносварными из плавниковых труб. В узлах разъемов топочных экранов по периметру топки в районе коллекторов устроены «теплые ящики», к которым подводится горячий воздух.

Пароперегреватель первичного пара размещен в горизонтальном газоходе и состоит из ширмовой и двух конвективных ступеней. Промежуточный пароперегреватель состоит из трех ступеней.

Водяной экономайзер скомпонован в двух пакетах. Все пакеты, расположенные в конвективном газоходе, подвешены к потолочному перекрытию на подвесных трубах диаметром 36×6 мм из стали 12Х1МФ.

Котел не имеет собственного каркаса и подвешен к металлоконструкциям здания котельной (хребтовым балкам), расположенным на отметке 65 м. Четыре регенеративных воздухоподогревателя диаметром 9,8 м установлены вне здания котельной. Котлы введены в действие и работают на Запорожской, Углеродской и Рязанской ГРЭС.

Прямоточный котел П-57 паропроизводительностью 1650 т/ч, Т-образной компоновки, с уравнивающей тягой, однокорпусный (рис. 1.4). Топочная камера завершается холодной воронкой для сухого шлакоудаления. Камера прямоугольной формы с размерами в плане 9,8××21,8 м (по осям труб). На боковых стенах топки в два яруса по высоте установлены 24 вихревые горелки (см. табл. 1.6).

Поверхности нагрева каждого из потоков рабочей среды размещены симметрично относительно оси топочной камеры по боковым стенам. Радиационные поверхности нагрева образуют две части — ПРЧ и СРЧ. Топочная камера, потолок и соединительные газоходы экранированы цельносварными панелями из плавниковых труб. Панели между собой в единую конструкцию не сварены.

В двух крайних опускных шахтах размещаются конвективный и промежуточный пароперегреватели, переходная зона и водяной экономайзер.

Регенеративные воздухоподогреватели по четыре на котел установлены на Рефтинской ГРЭС, трубчатые воздухоподогреватели — на Экибастузской ГРЭС. Котел снабжен восемью молотковыми мельницами производительностью по 45 т/ч с центробежными сепараторами. Мельницы размещены под конвективными шахтами котла и включены по схеме прямого вдувания. Котел установлен на собственном каркасе. Бункера сырого угля размещаются между котлами. Котлы смонтиро-

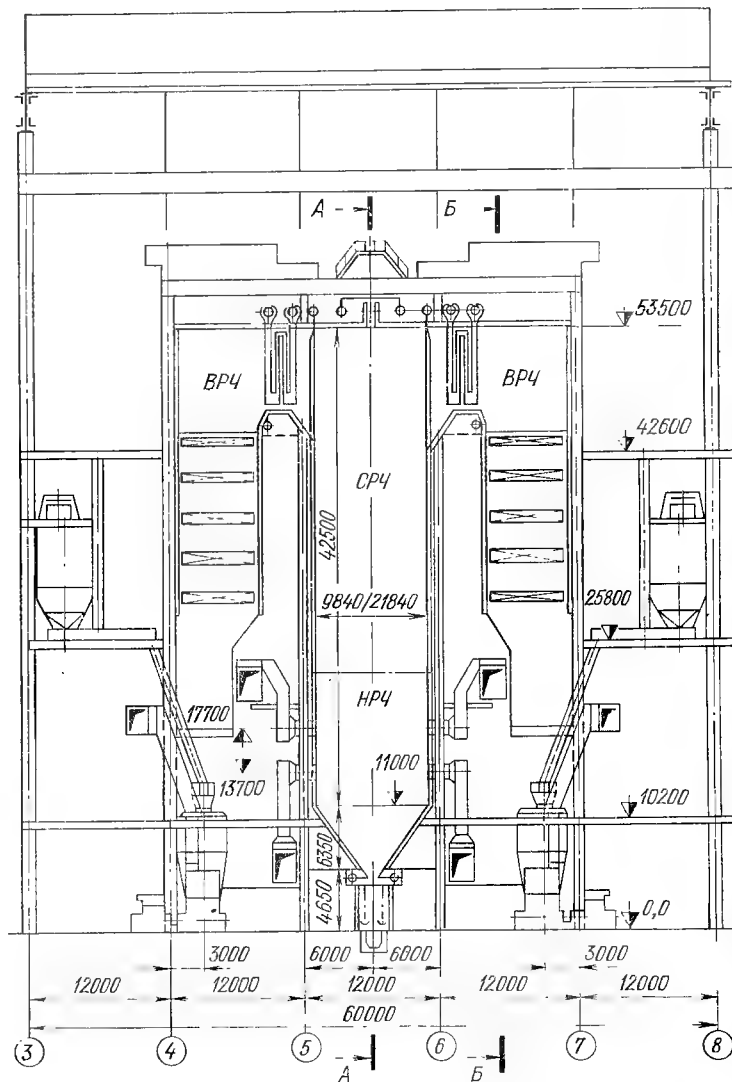


Рис. 1.4. Котел П-57 производительностью 1650 т/ч.

ваны на Троицкой и Рефтинской ГРЭС и устанавливаются на ГРЭС Экибастузского комплекса.

Прямоточный котел ТПП-312А производительностью 1000 т/ч для блоков 300 МВт (табл. 1.7) предназначен для сжигания донецкого угля

Таблица 1.7. Основные характеристики котлов 1000 т/ч производственного объединения «Таганрогский котельный завод «Красный котельщик»

Наименование	Марка котла		
	Пп-1000-255ж (ТПП-312)	Пп-1000-255ГМ (ТГМП-314)	Пп-1000-255ГМ (ТГМП-344АС)
Номинальная производительность, т/ч	1000	1000	1000
Давление пара, кгс/см ²	255	255	255
Давление пара промперегрева, кгс/см ²	39,0	37,8	40,5
Температура пара, °С: первичного	545	545	545
промперегрева	545	545	545
Вид топлива	Донецкий уголь марки Г	Газ, мазут	Газ, мазут
Поверхности нагрева, м ² : экранов из легированной стали (гладкотрубных/из плавниковых труб)	8991/—	8081/—	—/8910
пароперегревателя первичного пара *	2803/1782	1901/1519	3189/1946
промперегревателя *	7696/641	8504/754	9310/985
экономайзера **	4700/—	3810/28	5225/—
воздухоподогревателя (РВП)	139 292	110 090	136 258
Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм:			
экранов	32×6	32×6	32×6
пароперегревателя	32×6	32×6	42×7
промперегревателя	50×5; 42×4	50×5; 42×4	50×4; 60×5
экономайзера	32×6	32×6	32×6
Масса каркасных конструкций, т:			
каркаса и обшивки из углеродистой стали	1221	1054	1075
из стали других марок	49 (сталь 20)	21 (сталь 20)	107 (сталь 20)
помостов и лестниц	202	184	221
Масса котла в целом, т	4553	3911	5000
Коэффициент блочности, %	83,6	81,7	79,3

* Из легированной стали/из нержавеющей стали.
** Из углеродистой стали/из легированной стали.

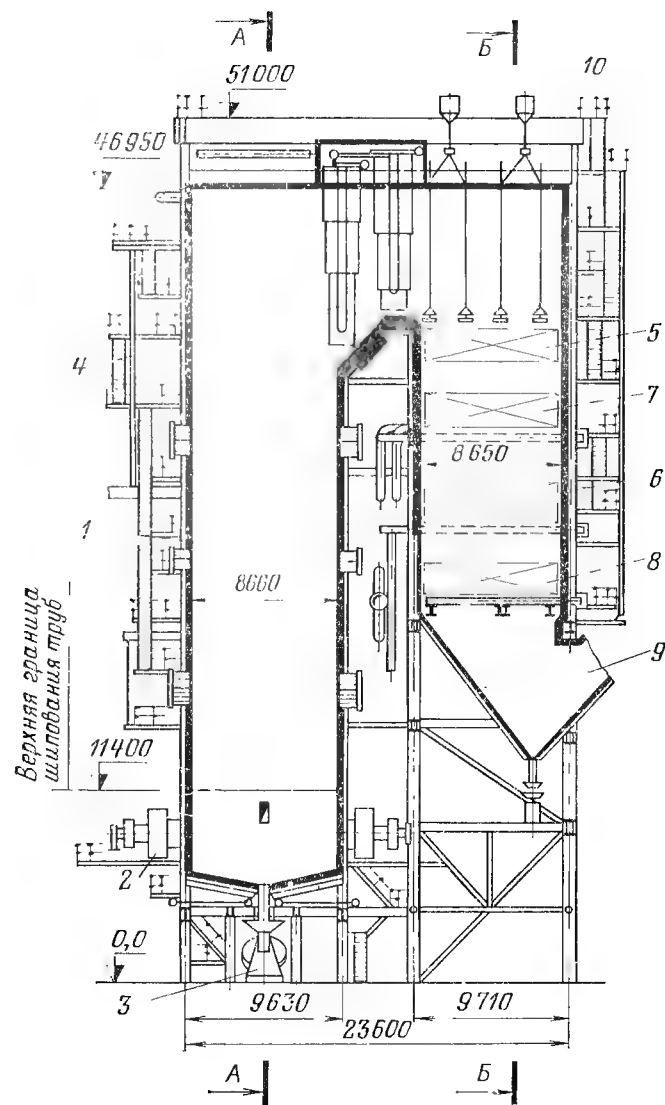


Рис. 1.5. Котел ТПП-312А пылеугольный производительностью 1000 т/ч.

1 — топка; 2 — горелки; 3 — шлакоудаляющий транспортер; 4 — ширмы; 5 — конвективная часть первичного пароперегревателя; 6 и 7 — I и II части промежуточного пароперегревателя; 8 — экономайзер; 9 — отвод дымовых газов; 10 — дробеуловитель дробеструйной установки.

марки Г в пылевидном состоянии (рис. 1.5), однокорпусный, выполнен по П-образной схеме. Топочная камера призматическая, полностью экранирована. Экраны по высоте разделены на нижнюю радиационную часть (НРЧ) из вертикальных панелей, две ступени средней радиационной части (СРЧ-I и СРЧ-II) и верхнюю радиационную часть (ВРЧ). На фронтальной и задней стенах в один ярус размещены восемь вихревых пылеугольных горелок. На выходе из топки расположен ширмовый пароперегреватель первичного пара.

В опускном конвективном газоходе расположены выходная и входная ступени пароперегревателя среднего давления, а также водяной экономайзер.

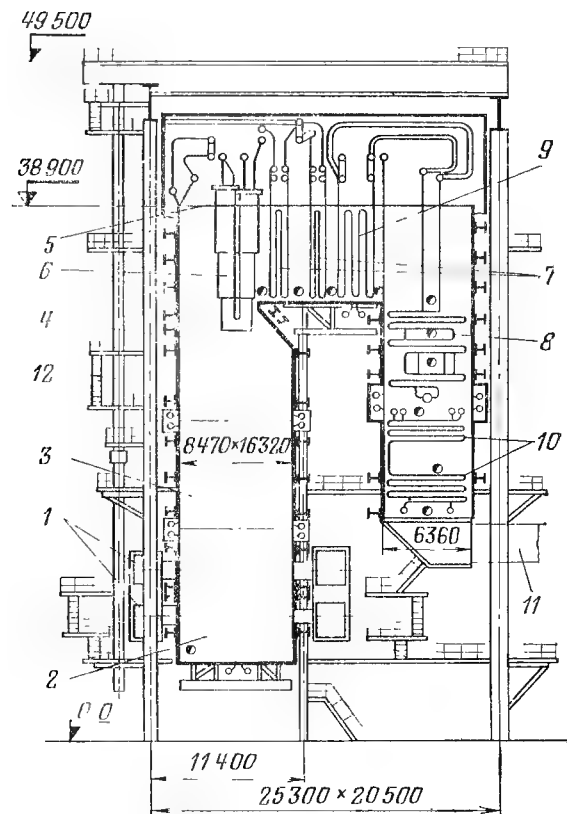


Рис. 1.6. Газоплотный газомазутный котел ТГМП-344.

1 — горелка; 2 — подовый экран и НРЧ; 3 — СРЧ; 4 — ВРЧ; 5 — настенные экраны конвективных газоходов и потолочный экран; 6 — ширмы; 7 — конвективный трубный пакет первичного пароперегревателя; 8 и 9 — входная и выходная части промежуточного пароперегревателя; 10 — экономайзер; 11 — выход дымовых газов; 12 — стояк рециркуляции рабочей среды.

Для подогрева воздуха имеются два регенеративных воздухоподогревателя диаметром 9,8 м, вынесенных за пределы котельной.

Прямоточный котел ТГМП-344 предназначен для сжигания высокосернистого мазута и природного газа, однокорпусный, газоплотный, выполнен по П-образной схеме (рис. 1.6), под наддувом, с расчетным давлением 350 мм вод. ст.

Для надежности эксплуатации установлены два насоса рециркуляции с подачей 1300 м³ воды (один резервный).

Топочная камера, потолок, переходный горизонтальный газоход и опускной газоход экранированы цельносварными мембранными экранами из плавниковых труб. На фронтальной и задней стенах в два яруса размещены 16 комбинированных газомазутных горелок. Экраны топки делятся на четыре части — подовый экран, нижнюю (НРЧ), среднюю (СРЧ) и верхнюю (ВРЧ) радиационные части.

На выходе из топочной камеры расположен вертикальный ширмовый перегреватель первичного пара, в переходном газоходе находятся первая и вторая части конвективного пароперегревателя, а также выходная ступень промперегревателя. В опускном газоходе установлены конвективный промперегреватель первой ступени и водяной экономайзер.

Воздухоподогреватели — регенеративные, вращающиеся, диаметром 9,8 м (два на котел), расположены за пределами здания котельной.

1.3. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ

На тепловых электростанциях устанавливаются барабанные котлы на давление 140 кгс/см², производительностью 670 т/ч, с промперегревом, для энергоблоков мощностью 210 МВт, а на ТЭЦ — котлы без промперегрева, производительностью 500, 420 и 320 т/ч, для турбин мощностью 175, 135, 100, 80 и 60 МВт.

Общие особенности для котлов следующие: компоновка выполнена преимущественно по П-образной схеме, некоторые котлы для сжигания бурых многозолистых углей имеют Т-образную компоновку.

Топочная камера для сжигания угольной пыли, газа или мазута полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 6$ из стали марки 20. Нижняя часть топки выполнена с летками для жидкого шлакоудаления, а также с холодной воронкой для твердого шлакоудаления или плоским подом для сжигания газа и мазута. Горелки, как правило, размещаются в два яруса на противоположных стенах или в углах топки.

Барабаны сварной конструкции внутренней диаметром 1600 мм и толщиной стенки 115 мм из стали 16ГНМА имеют различную длину в зависимости от производительности котла.

Схема испарения — двухступенчатая. Первая ступень испарения включена непосредственно в барабан котла, вторая ступень размещена в выносных циклонах; температура перегретого пара регулируется впрыском собственного конденсата в парохладитель; температура пара промперегрева регулируется рециркуляцией дымовых газов в нижнюю часть топки.

Для нагрева воздуха применяются два типа воздухоподогревателей — трубчатый из труб 40 $\times$ 1,5 и регенеративный, вращающийся. На котлах, предназначенных для сжигания твердого топлива, установлены трубчатые воздухоподогреватели, а на котлах для сжигания газа и мазута — регенеративные, расположенные за пределы котельной.

Барабанный котел ТГМЕ-206 (рис. 1.7) производительностью 670 т/ч, с естественной циркуляцией, однокорпусный, П-образной ком-

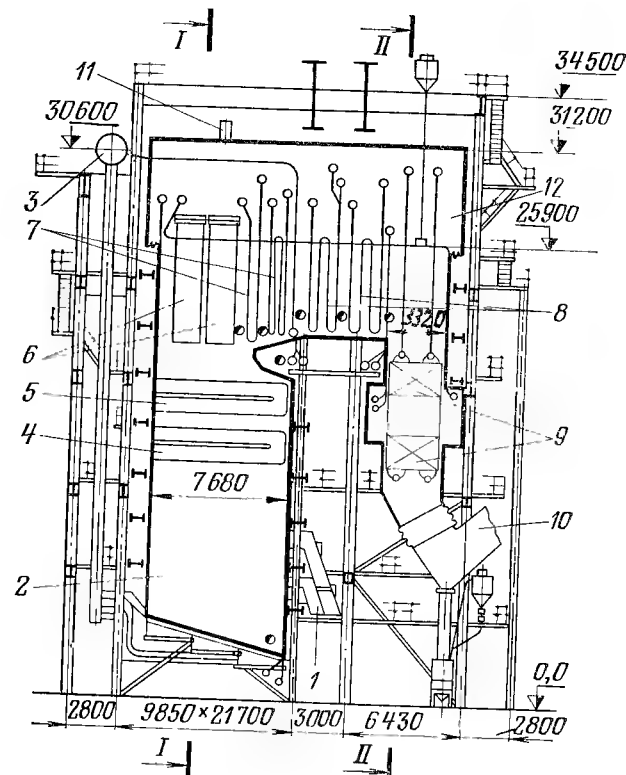


Рис. 1.7. Котел ТГМЕ-206 производительностью 670 т/ч.

1 — горелка; 2 — топка; 3 — барабан; 4 и 5 — нижние и верхние радиационные панели первичного пароперегревателя; 6 — ширмы первичного пароперегревателя; 7 и 8 — конвективные трубные пакеты первичного и промежуточного пароперегревателей; 9 — экономайзер; 10 — выход дымовых газов; 11 — выносной сепарационный циклон; 12 — потолочный уплотнительный короб.

поновки рассчитан на работу под наддувом с низкими избытками воздуха, предназначен для сжигания высокосернистого мазута и природного газа (табл. 1.8).

Топочная камера размерами 18,0 $\times$ 7,68 м оборудована 12 газомазутными горелками, расположенными в два яруса на задней стене. Стены топки экранированы цельносварными панелями. Стены переходного газохода, потолок и опускной газоход экранированы цельносварными панелями из плавниковых труб.

Радиационный настенный пароперегреватель выполнен в виде горизонтальных лент на всех стенах топки выше горелок. Ширмовый пароперегреватель состоит из 24 отдельных ширм и расположен в верхней части топки в один ряд. Конвективный пароперегреватель высокого давления выполнен из вертикальных пакетов. Промежуточный пароперегреватель расположен в переходном газоходе, водяной экономай-

Таблица 1.8. Основные характеристики котлов производственного объединения Таганрогский котельный завод "Красный котельщик"

Наименование	Марка котла				
	Е-670-140 (ТГМЕ-206)	Еп-670-140 (ТПЕ-208)	Еп-670-140 (ТПЕ-209)	Е-420-140ГМ (ТПМ-84-Б)	Е-420-140 (ТП-87-1)
Номинальная производительность, т/ч	670	670	670	420	420
Давление пара, кгс/см ²	140	140	140	140	140
Температура пара высокого давления, °С	545	545	545	500	560
Давление пара промпарегрева, кгс/см ²	24,5	28	24	—	—
Температура пара промпарегрева, °С	545	545	545	—	—
Вид топлива	Газ, мазут	Торф	Каменный уголь	Газ, мазут	Каменный, бурый уголь
Поверхности нагрева, м ² :					
экранов	335	8175	505	3250	5575
из углеродистой стали (гладкотрубных цельношовных труб)	5365	—	9475	—	—
из легированной стали (гладкотрубных цельношовных труб)	165	4480	240	—	—
пароперегревателя высокого давления из легированной стали	610	3366	7230	—	4550
из нержавеющей стали	335	320	—	—	735
промпарегревателя	—	—	7900	—	—
из углеродистой стали	5700	6292	—	—	—
из легированной стали	850	570	—	—	—
из нержавеющей стали	5510	12 540	3400	—	3530
экономайзера из углеродистой стали	42 140 (РВП)	73 300 (ТВП)	112 100 (РВП)	31 304 (РВП)	30 940 (ТВП)
воздухоподогревателя					
Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм:					
экранов	60×6	60×6	60×6	60×6	60×6
пароперегревателя	42×6; 32×5	36×6; 32×4	36×6; 32×4	42×5; 32×4	32×4; 32×6
промпарегревателей	40×4	40×4	40×4	25×3,5	25×3,5
экономайзера	28×4	32×4	28×4	—	—
Масса каркасных конструкций, т:	900	1983	1740	377	395
каркаса и обшивки	117	410	96	74	66
помостов и лестниц	3800	5400	3800	1465	1895
Масса котла в целом, т	81,0	84,2	—	80,9	83,6
Коэффициент блочности, %					

зср — в опускном газоходе. Воздухоподогреватель — регенеративный, вращающийся, диаметром 6,8 м, два комплекта и расположен за пределами здания котельной.

Барабанный котел ТГМЕ-464 производительностью 500 т/ч с естественной циркуляцией, П-образной компоновки рассчитан на работу под наддувом с малыми избытками воздуха, предназначен для работы на природном газе и высокосернистом мазуте (табл. 1.9).

Таблица 1.9. Основные характеристики котлов 500 т/ч

Наименование	Марка котла		
	Е-500-140 (ТГМЕ-464)	Е-500-140 (ТП-430)	Е-500-140 I (БКЗ-500-140)
Номинальная производительность, т/ч	500	500	500
Давление пара, кгс/см ²	140	140	140
Температура перегретого пара, °С	560	560	560
Вид топлива	Газ, мазут	Каменный уголь	Березовский уголь
Завод-изготовитель	ТКЗ	ТКЗ	БКЗ
Строительные поверхности нагрева, м ² :			
экранов	2927+1891 *	6488	—
из углеродистой стали (цельношовных труб)	282	105+638 *	—
из легированной стали (цельношовных труб)	4590	3589	—
пароперегревателя из легированной стали	308 **	330	—
из нержавеющей стали	4145	5660	—
экономайзера из углеродистой стали	35 441 (РВП)	64 910 (РВП)	—
воздухоподогревателя			
Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм:			
экранов	60×6	60×6	60×6
пароперегревателей	32×5; 28×4	32×5; 28×4	60×6; 38×4
экономайзера	36×6	36×6	—
Масса каркасных конструкций, т:			
каркаса и обшивки	517	449	—
из углеродистой стали	73	202	—
из сталей других марок	91	60	—
помостов и лестниц	2395	2711	2850
Масса котла в целом, т	80,3	75,9	—
Коэффициент блочности, %			

* Плавниковые трубы.

** Трубы из углеродистой стали.

Стены топки экранированы цельносварными панелями из гладких труб. На задней стене установлены в два яруса восемь газомазутных горелок. Стены, под переходного газохода, потолок топочной камеры и опускной газоход экранированы цельносварными панелями из плавниковых труб и включены в тракт пароперегревателя.

Ширмовый перегреватель вертикального типа расположен в верхней части топки. В переходном газоходе размещены четыре пакета вертикального конвективного пароперегревателя. В конвективной шахте расположены два пакета водяного экономайзера. Для подогрева воздуха предназначен один регенеративный воздухоподогреватель диаметром 8,8 м, вынесенный за пределы котла.

Барабанный котел БКЗ-500-140 вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении, П-образной компоновки, предназначен для сжигания березовских и других бурых углей Сибири (табл. 1.9).

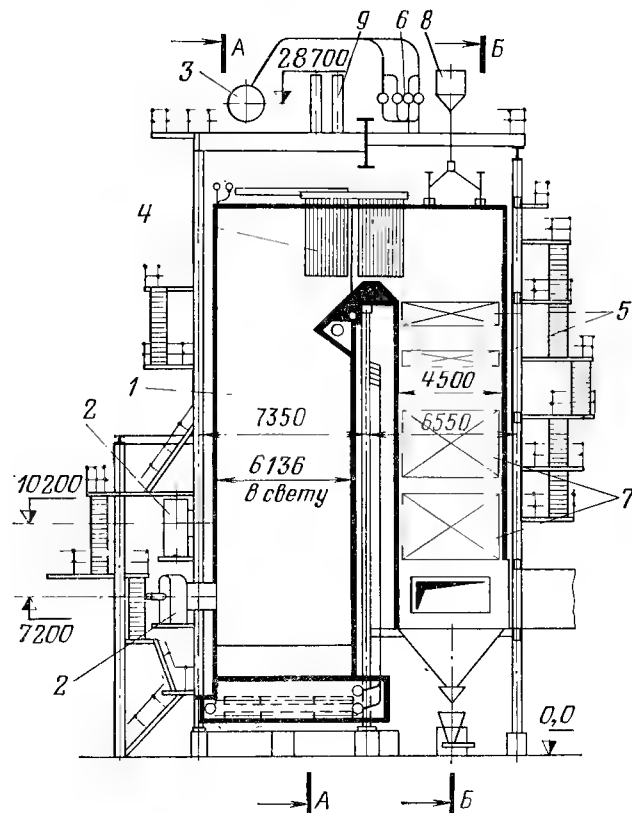


Рис. 1.8. Котел ТГМ-84Б производительностью 420 т/ч.

1 — топка; 2 — горелка; 3 — барабан; 4 — ширмы; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 — конденсационная установка; 7 — экономайзер; 8 — дробеуловитель; 9 — выносные сепарационные циклоны.

Топочная камера экранирована цельносварными газоплотными панелями. Топка имеет 12 прямооточных горелок, расположенных в углах в три яруса.

Радиационно-конвективный пароперегреватель размещен в горизонтальном газоходе. Водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель смонтированы в опускном газоходе.

Барабанный котел ТГМ-84Б с естественной циркуляцией, выполнен по П-образной схеме, предназначен для сжигания природного газа и мазута (рис. 1.8).

Топочная камера прямоугольного сечения размером 6,0×4,1 м разделена по оси котла двухсветным экраном. Под топки образован панелями боковых экранов. На фронтальной стене установлены турбулентные газомазутные горелки мощностью 2,5 и 7,5 т/ч. Змеевики конвективного пароперегревателя опираются на приварные шпильки подвесных труб диаметром 32×5 мм (сталь марки 20). Водяной экономайзер расположен в опускном газоходе. Подогрев воздуха осуществляется в двух регенеративных воздухоподогревателях РВП-54, установленных вне здания. Котел поставляется законченными блоками. Поверхности нагрева котла поставляются отдельно от блоков каркаса.

Барабанные котлы ТП-81 и ТП-87-1 (см. табл. 1.8) пылеугольные, имеют почти одинаковые габариты, пароперегреватели и хвостовые поверхности нагрева. Основное различие заключается в конструкции топочной камеры, которая для котла ТП-81, рассчитанного на сжигание каменных углей, имеет обычную призматическую форму с холодной воронкой и твердое шлакоудаление, для котла ТП-87-1, предназначенного для сжигания тощих углей и антрацита, имеет в нижней части предтопок, стена которого покрыта зажигательным поясом для жидкого шлакоудаления.

Горелки в обоих котлах расположены в один ряд по шесть штук на фронтальной и задней стенках топки. Пароперегреватель полностью находится в горизонтальном газоходе. Водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель размещены в опускном газоходе.

Барабанный котел БКЗ-420-140 НГМ-2 с естественной циркуляцией, предназначен для работы на газе и мазуте, под наддувом (табл. 1.10). Топочная камера и конвективная шахта выполнены из мембранных панелей с применением гладких труб с вваркой полосы (рис. 1.9). Блоки топочной камеры и конвективного газохода подвешены на тягах к потолочному перекрытию каркаса и свободно расширяются вниз. Жесткость и прочность стен топочной камеры обеспечиваются поясами жесткости. Топка оборудована восемью комбинированными газомазутными горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене. Экраны топочной камеры разделены на 15 самостоятельных контуров циркуляции. Пароперегреватель — радиационно-конвективного типа. Радиационная часть выполнена в виде ширмовых поверхностей нагрева. Водяной экономайзер — кинящего типа, гладкотрубный, змеевиковый. Для подогрева воздуха котел оборудован двумя вращающимися регенеративными воздухоподогревателями с диаметром ротора 5,8 м, установленными вне здания котельной. Все узлы котла выполнены законченными транспортными блоками. В блоках поверхностей нагрева включены уплотнения мест прохода змеевиков через газоплотные стены.

Барабанный котел БКЗ-420-140-7 производительностью 420 т/ч с естественной циркуляцией выполнен по П-образной компоновке, в газоплотном исполнении, с твердым шлакоудалением, предназначен для сжигания райчихинского бурого угля (табл. 1.10).

Таблица 1.10. Основные характеристик котлов
420 т/ч БКЗ ПО „Сибэнергомаш“

Наименование	Марка котла			
	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140) НГМ-2)	Е-420-140Н (БКЗ-420-140) НГМ-2)	Е-420-140 (БКЗ-420-140-5)	Е-420-140 (БКЗ-420-140-7)
Номинальная производительность, т/ч	420	420	420	420
Давление пара на выходе, кгс/см ²	140	140	140	140
Температура перегретого пара, °С	560	560	560	560
Вид топлива	Газ мазут	Ирша- бородни- ский бурый уголь	Экиба- стуский бурый уголь	Райчи- хинский бурый уголь
Площади нагрева, м ² :				
экранов				
из углеродистой стали (цельно сварных с про- ставками)	2233	4350+ 1250*	3190+ 1620*	4200+ 1120*
из легированной стали (цельно сварных)	1367	—	—	—
пароперегревателей				
из углеродистой стали (цельно сварных с про- ставками)	1107+ 763*	1285+ 934*	1310+ 1075*	1285+ 515*
из легированной стали	1834	2655	1802	2655
из нержавеющей стали	955	700	791	700
экономайзера из углеродистой стали	3300	5435	3500	4715
воздухоподогревателя, м ²	25 500 (РВП)	31 176 (ТВП)	55 676 (ТВП)	31 176 (ТВП)
Паружный диаметр и толщина стенки труб, мм:				
экранов	60×6	60×6	60×6	60×6
пароперегревателя	32×5; 38×5	42×5; 60×6	43×5; 32×5	42×5; 38×6 и 5
экономайзера	32×4	38×5 32×4	32×4	32×4
Масса каркасных конструк- ций, т:				
каркаса и обшивки	362,1	568,3	376	658,6
помостов и лестниц	48	79,2	76,3	82,2
Масса котла в целом	1656	2210	2036	2140
Коэффициент блочности, %	81,0	78,6	80,0	80,0

* Гладкотрубные.

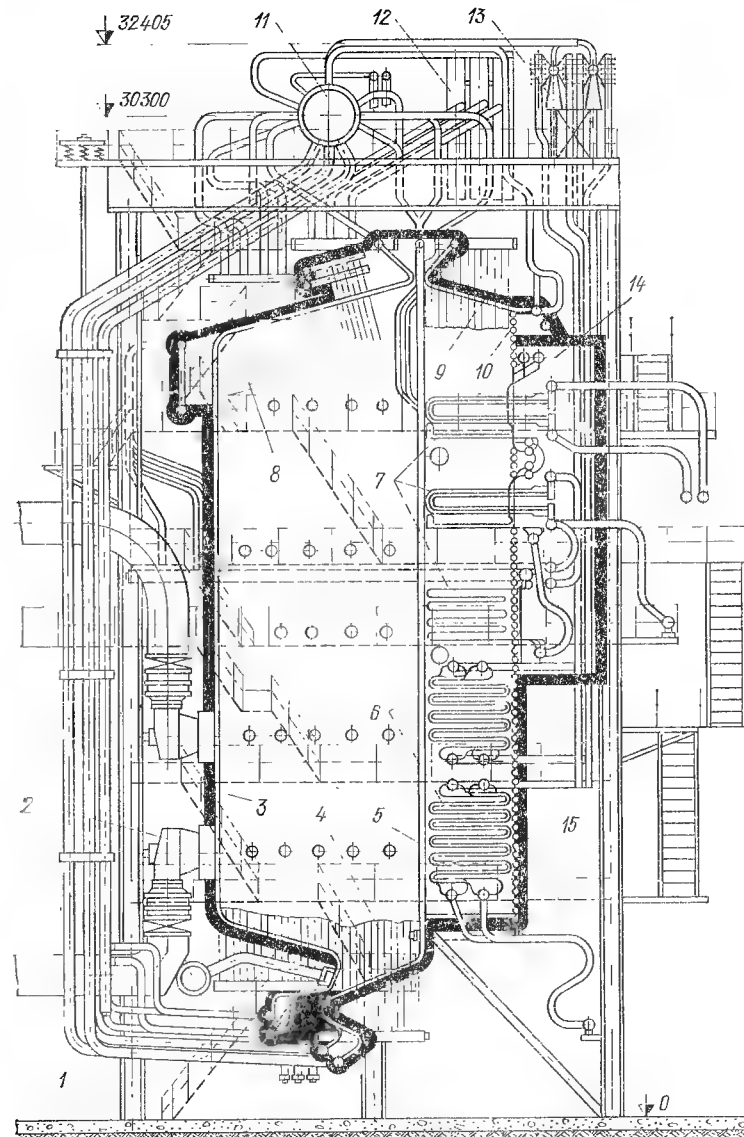


Рис. 1.9. Котел БКЗ-420/140 НГМ-2 производительностью 420 т/ч.

1 — каркас; 2 — горелка; 3 — фронтальный экран; 4 — левый боковой экран; 5 — задний экран; 6 — блоки водяного экономайзера; 7 — предвыходной, выходной и холодный пакеты пароперегревателя; 8 — ширмы; 9 — потолочный пароперегреватель; 10 — задняя стена конвективной шахты; 11 — барабан; 12 — выносные циклоны; 13 — конденсатор; 14 — тепловая камера; 15 — изоляция.

Топочная камера призматическая, выполнена из цельносварных панелей. В нижней части топки трубами фронтального и заднего экранов образована холодная воронка. Потолок топки закрывается панелями фронтального экрана. На фронтальной стене расположены в два яруса шесть вихревых горелок. Ширмы пароперегревателя размещены в верхней части топочной камеры, конвективная часть в виде отдельных ступеней расположена в горизонтальном газоходе. В конвективном газоходе за пароперегревателем размещены водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель. Топочная камера и пароперегреватель подвешены к собственному каркасу, конвективная шахта установлена на собственном портале.

Барабанный котел БКЗ-420-140 ПТ-2 производительностью 420 т/ч, однокотловый, с естественной циркуляцией, выполнен по П-образной компоновке, предназначен для сжигания ирша-бородинских и назаровских бурых углей Канско-Ачинского бассейна (см. табл. 1.10). В нижней части топки трубы фронтального и заднего экранов образуют пережим. Камера горения выполнена в виде двух восьмигранных предтопок, соединенных переходным коридором. Топочная камера образована цельносварными мембранными газоплотными панелями. Восемь цельных прямооточных горелок установлены на угловых гранях предтопок, по четыре на каждом. Пароперегреватель состоит из ширм, размещенных в верхней части топки, а также из газоплотных цельносварных панелей. Конвективная часть пароперегревателя расположена в горизонтальном газоходе, газоплотная часть — в опускном газоходе. В опускном газоходе размещены также водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель. Топочная камера и пароперегреватель подвешены к собственному каркасу. Конвективная шахта установлена на собственном портале.

Барабанный котел БКЗ-420-140-5 вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, в газоплотном исполнении, Т-образной компоновки, с вынесенными в отдельную конвективную шахту низкотемпературными поверхностями нагрева (см. табл. 1.10), предназначен для сжигания каменных углей в пылевидном состоянии.

Топочная камера с твердым шлакоудалением, с размерами в плане 15,4×8,9 м, экранирована цельносварными панелями. Экраны в нижней части образуют скаты холодной воронки, в верхней части создают пережим и выполняют роль разделительных стенок трех газоходов. В среднем подъемном газоходе размещены ширмовые поверхности пароперегревателя, в двух крайних опускных газоходах — конвективные поверхности пароперегревателя и вторая ступень водяного экономайзера. Потолок топочной камеры и опускные конвективные газоходы экранированы цельносварными мембранными газоплотными панелями. На боковых стенах топочной камеры расположены восемь пылеугольных горелок со встроенными мазутными растопочными форсунками. Пароперегреватель радиационно-конвективного типа. Ширмы и конвективные пакеты выполнены из цельносварных мембранных панелей. Первая ступень водяного экономайзера и две ступени воздухоподогревателя вынесены в отдельную конвективную шахту. Кубы воздухоподогревателя и блоки водяного экономайзера установлены друг на друге и сварены между собой плотным швом, что снижает прососы холодного воздуха по вынесенной шахте. Вторая ступень водяного экономайзера расположена в двух экранированных газоходах за холодным пакетом пароперегревателя. Котел поставляется крупными транспортабельными блоками.

Барабанный котел БКЗ-320-140 ГМ-7 с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, производительностью 320 т/ч (табл. 1.11), предназначен для работы на газе и мазуте.

Топочная камера экранирована, с наружной стороны камера обшита металлическим листом. На фронтальной стене топки в два яруса расположены шесть газомазутных горелок. Экраны разделены на 16 са-

Таблица 1.11. Основные характеристики котлов 320 т/ч, БКЗ ПО „Сибэнергомаш“

Наименование	Марка котла		
	Е-320-140 (БКЗ-320-140 ГМ-7)	Е-320-140 (БКЗ-320-140 ПТ-5)	Е-320-140 (БКЗ-320-140-1)
Номинальная производительность, т/ч	320	320	320
Давление пара на выходе кгс/см ²	140	140	140
Температура перегретого пара, °С	560	560	560
Вид топлива	Газ, мазут	Назаровский бурый уголь	Торф
Площадь нагрева, м ² :			
экранов			
из углеродистой стали (гладкотрубных)	1880	4100	4163
из легированной стали (гладкотрубных)	940	—	—
пароперегревателей			
из углеродистой стали (гладкотрубных)	1793	1185	1034
из легированной стали	2190	2023	2325
из нержавеющей стали	430	535	466
экономайзера из углеродистой стали	2337	4870	3941
воздухоподогревателя	24 480 (РВП)	24 176 (ТВП)	25 470 (ТВП)
Наружный диаметр и толщина стенки труб, мм:			
экранов	60×6;	60×6;	60×6;
	42×5; 32×4	42×5; 32×4	42×5; 32×4
пароперегревателя	32×4	32×4	32×4
экономайзера	25×3,5	25×3,5	25×3,5
Масса каркасных конструкций, т:			
каркаса и обшивки	240	191	469,7
из углеродистой стали	—	242	—
из стали других марок	59,8	71,7	89,1
помостов и лестниц	1184	1626	1838
Масса котла в целом, т	80,0	85,5	80,0
Коэффициент блочности, %			

мостоятельных контуров циркуляции, которые соответствуют монтажным блокам. Блоки топочной камеры подвешены на тросах к потолочному перекрытию каркаса. Радиационная часть пароперегревателя в виде ширм расположена на стенах камеры горения, конвективная часть — змеевиковая, расположена в опускном газоходе. Водяной экономайзер кипящего типа расположен в опускном газоходе. Для подогрева воздуха установлены два регенеративных воздухоподогреватели диаметром 5,4 м, вынесенные за пределы котла. Котел поставляется транспортабельными блоками.

Барабанный котел БКЗ-320-140 ПТ-5 с естественной циркуляцией, выполнен по П-образной схеме (см. табл. 1.11), предназначен для сжигания твердых топлив с индивидуальной замкнутой схемой пылеприготовления.

Топочная камера с жидким шлакоудалением полностью экранирована и по трубам обшита металлическим листом толщиной 3 мм, в нижней части топки трубы фронтального и заднего экранов образуют пережим.

Трубы фронтального и заднего экранов внизу топки образуют слабонаклонный пол, в котором имеются две летки для выхода жидкого шлака. Топка имеет восемь прямоточных горелок на угловых гранях топки. На фронтальной стене топки имеются четыре окна для забора газов на сушку. Пароперегреватель радиационно-конвективного типа. Радиационная часть в виде ширм подвешена к потолку. Конвективная часть пароперегревателя состоит из отдельных ступеней, расположенных в горизонтальном газоходе. Водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель выполнены врасценку. Топочная камера подвешена к собственному каркасу, конвективная шахта опирается на портал. Котел поставляется крупными транспортабельными блоками.

1.4. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА КОТЛОВ С ОПОРНЫМИ КАРКАСАМИ

Технологическая последовательность монтажа блоков котла с опорными каркасами определяется при разработке технологических карт и проекта производства работ.

Паровые котлы поставляются по ОСТ 24-030-46-74 по ценам, введенным 1 января 1982 г. и включенным в «Прейскурант № 19-04 оптовых цен на котлы, турбины и турбоустановки», которым предусмотрены следующие условия поставки. Продукция отгружается покупателю после прохождения предусмотренных стандартами и техническими условиями испытаний и не требует при монтаже подгоночных операций, разборки для ревизий или расконсервации.

По крупногабаритному оборудованию, по которому предусмотрено проведение общей контрольной сборки поставщиком, затраты по сборке включены в нормативы чистой продукции и в оптовые цены и отдельной оплате не подлежат.

По крупногабаритному оборудованию, которое отгружается отдельными укрупненными узлами, в оптовые цены включена стоимость контрольной сборки каждого из этих узлов.

Затраты, связанные с доукомплектованием и исправлением дефектов, допущенных по вине поставщика, а также возникающие в связи с этим дополнительные затраты по контрольной сборке относятся за счет поставщика. В оптовую цену котла включен комплект котла с каркасом, воздухоподогревателем, арматурой, оборудованием обдувки и очистки поверхностей нагрева.

Конструкции опорных каркасов котлов, состоящие из колонн, балок и ферм, их соединяющих, а также ограждающих щитов, имеют различные показатели по массе отгружаемых элементов и не разработаны для заводской блочной поставки.

На монтажной площадке каркасные конструкции собираются отдельными стенками для топки и конвективной шахты.

Конструкции потолочных перекрытий каркасов собираются в отдельные блоки, и к ним часто подвешиваются блоки пароперегревателей, ширм и потолочных труб. Конструкции холодной воронки или подтопки шлаковой шахты собираются в блоки со щитами и обмуровываются на сборочной площадке.

Радиационные поверхности топки поставляются заводами-изготовителями в виде собранных блоков вертикальных экранов и собранных лент с горизонтальной навивкой труб для прямоточных котлов. На монтажной площадке блоки экранов укрупняются и часто соединяются с металлоконструкциями каркаса. Горизонтальные ленты прямоточных котлов собираются в пространственные блоки отдельно или совместно с металлоконструкциями.

Ширмовые пароперегреватели поставляются в виде отдельных ширм, собираются на монтаже в блок из нескольких ширм с общим коллектором и часто включаются в общий блок потолочного перекрытия топки.

Конвективные поверхности нагрева, пароперегреватели, переходные зоны и водяные экономайзеры прибывают блоками, состоящими из большого количества змеевиков, соединенных коллекторами. На монтажной площадке заводские блоки в зависимости от их массы могут укрупняться в монтажные. Наиболее сложным является монтаж вертикальных пароперегревателей. Блоки такого перегревателя должны монтироваться на временной опоре или совместно с конструкциями потолочного перекрытия.

Воздухоподогреватели трубчатые поставляются отдельными секциями, щитами и обмуровочными коробами, на монтажной площадке укрупняются в блоки, включая щиты и короба.

Регенеративный воздухоподогреватель поставляется из элементов ротора, статора и пакетов навивки; на сборочной площадке элементы укрупняются.

Трубопроводы в пределах котла поставляются отдельными трубами, часть из них включается в блоки на сборочной площадке.

При определении блочности принято, что в блоки включаются все элементы котла более 2 т, а для каркасных конструкций, ширм и трубопроводов — узлы более 1 т и для некоторых собранных комплексов — более 0,5 т.

В зависимости от места установки, расположения железнодорожных путей и применяемого механизма для подъема блоков выбирается проем для заводки блоков в топочную камеру и конвективную шахту.

Применяются следующие варианты членения котла на блоки:

Фронтальный вариант — собирается и устанавливаются блоки боковых и задней стен топки и стены конвективной шахты. Фронтальная стена монтируется в последнюю очередь после заводки через фронтальный проем всех блоков топки и конвективной шахты;

Боковой вариант (правый или левый) — устанавливаются блоки одной боковой, фронтальной и задней стен топки и через боковой проем подаются все блоки в топку и конвективную шахту;

Поярусный вариант — котел по высоте разделяется на несколько ярусов, вначале монтируются все стены и блоки первого яру-

са, после чего монтируются блоки и оборудование второго яруса; для крупных котлов могут быть три-четыре яруса.

Во всех вариантах подача блоков производится с фронта или сбоку, блоки потолочных перекрытий монтируются предпоследними, последними блоками являются конструкции, закрывающие монтажный проем.

Подвесные поверхности нагрева, которые не могут быть смонтированы с потолочным перекрытием, монтируются отдельными блоками. Для создания жесткости каркаса топki нижняя часть монтажного проема может быть смонтирована до такой высоты, которая позволяет свободно заводить монтажные блоки в шахту.

Таблица 1.12. Характеристика поставочной блочности котла П-57

Наименование	Общая масса, т	Блоки массой свыше 2 т		Узлы массой от 1 до 2 т		Россыпь		Коэффициент поставочной блочности, %
		Масса, т	Количество, шт.	Масса, т	Количество, шт.	Масса, т	Количество, шт.	
Блоки радиационных поверхностей	1460,7	993,3	168	3,1	4	534	8083	0,635
Блоки конвективных поверхностей	1808,7	1537,1	92	186,5	140	85,1	5605	0,950
Трубопроводы, опоры, подвески	967,4	158,7	49	428,1	353	385,6	15 418	0,602
Блоки каркасных конструкций	2347	1782	348	138,8	117	525,7	12 673	0,835
Итого по котлу	6583,8	401,6	657	751,8	614	1430,4	41 779	0,785

Таблица 1.13. Сводные показатели поставочной и монтажной блочности котла БКЗ-420-/140НГМ

Наименование	Поставочная блочность, т	Монтажная блочность, т
Общая масса котла, т	1287,9	1287,9
Общая масса блоков, т	957,9	1123,0
Коэффициент блочности, %	74,7	87,0
Количество блоков, шт.	205	121
Средняя масса блока, т	4,66	9,3
Общая масса отдельных деталей (россыпь) массой ниже 1 т, т	330,0	164,9
Количество отдельных деталей, шт.	22 201	Около 5000
Средняя масса детали, кг	14,9	33,0
Максимальная масса блока (кроме барабана), т	12,5	52,3

Для монтажа блоков конвективной шахты создается самостоятельный монтажный проем.

В котлах с естественной циркуляцией барабан устанавливается на потолочное перекрытие после завершения монтажа блоков топki и конвективной шахты.

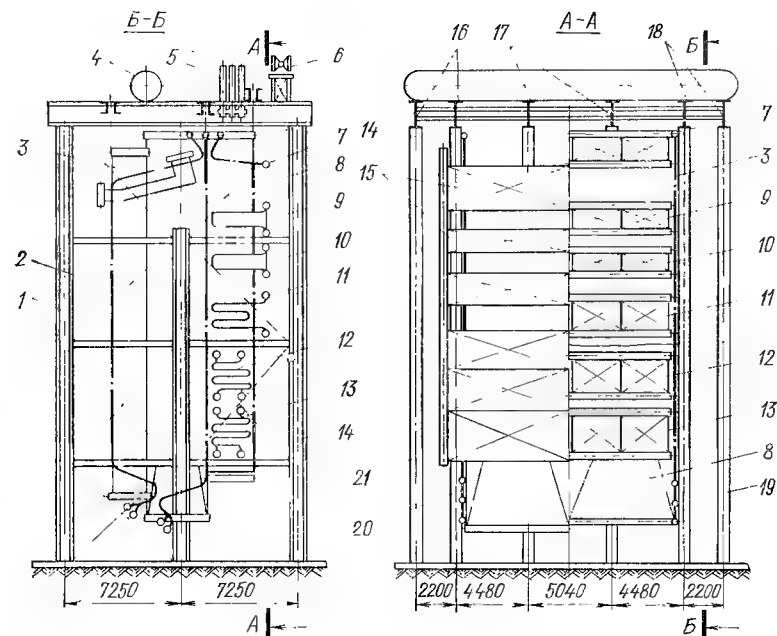


Рис. 1.10. Разбивка котла БКЗ-420-/140 НГМ на монтажные блоки.

1 — блок фронтальной стены каркаса; 2 — блоки фронтального экрана; 3 — блок левых боковых экранов; 4 — барабан; 5 — блоки выносных циклонов; 6 — блок конденсаторов с опорными конструкциями; 7 — блоки потолочного пароперегревателя; 8 — блок задней стены; 9 и 10 — блоки предвыходного и выходного пакетов пароперегревателя; 11 — блок холодного пакета пароперегревателя; 12 и 13 — блоки водяного экономайзера; 14 — блок задней стены каркаса; 15 — блоки задней стены конвективной шахты; 16 и 18 — блоки потолочного перекрытия; 17 — потолочные балки ПБ-2; 20 — блок правого бокового экрана; 19 и 21 — блоки левой и правой боковых стен каркаса.

Из опыта монтажа паровых котлов установлено, что эффективными механизмами для подъема и установки блоков являются мостовые краны. Грузоподъемность кранов принимается:

для монтажа блоков котлов производительностью до 320 т/ч включительно — два крана по 30 т;

для котлов производительностью 420, 500 и 670 т/ч — два крана грузоподъемностью по 50/10 т;

для монтажа прямоточных котлов паропроизводительностью 1000 и 1650 т/ч — два крана грузоподъемностью по 50 т. При поточном монтаже таких котлов требуется дополнительно еще один кран 50 т.

При открытой установке котлов или при монтаже котлов без готового здания могут применяться башенные, гусеничные или козловые краны соответствующей грузоподъемности.

В табл. 1.12 приведена характеристика поставочной блочности котла П-57 производительностью 1650 т/ч, предназначенного для работы с турбиной 500 МВт и устанавливаемого на электростанциях Экибастузского энергетического комплекса.

В табл. 1.13 приведены показатели поставочной и монтажной блочности котла БКЗ-420-/140 ИГМ

На рис. 1.10 дана схема разбивки котла БКЗ-420-/140 ИГМ на монтажные блоки.

1.5. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ МОНТАЖА ПРЯМОТОЧНЫХ ПОДВЕСНЫХ КОТЛОВ

Каждый прямоточный котел устанавливается в ячейке главного корпуса, в связи с этим отсутствуют предмонтажные зоны перед котлом, в которых традиционно выполнялись операции по разгрузке монтажных блоков и выводу их в вертикальное положение. Для подвешенного котла такой зоной становится пространство внутри котла.

Все поверхности нагрева, трубопроводы и опорные конструкции поясов жесткости котла подвешиваются к хребтовым балкам и к связывающим их металлоконструкциям жесткого диска.

Подвесная конструкция котла определяет необходимость выполнения монтажа по схеме «сверху — вниз», при которой вначале подвешиваются верхние блоки, а затем — нижние. Установленные верхние блоки закрывают (в плане) зону для подвески нижних и доступ в эту зону крюков грузоподъемных механизмов.

Установка блоков котла, а также другого котельного оборудования производится в технологической последовательности.

Большие габариты блоков требуют специальных устройств, обеспечивающих неизменность конфигурации монтажных блоков при их подъеме (погрузочные рамы со специальными подвесками, пространственные фермы для перевозки и монтажа, качающиеся рамы с контргрузом).

Для передачи блоков под балками жесткого диска применяются специальные рамы (треугольные, четырех- и пятиугольные, крестообразные).

Расход металла на изготовление стенов и приспособлений для сборки и монтажа котла ТГМН-204 (без РВП и КВО) составляет:

Стенды для сборки, т:	
хребтовых балок и жесткого диска	85,0
блоков котла	422,0
Приспособления, т:	
для монтажа котла	390,0
для монтажа хребтовых балок и жесткого диска	25,0
по технике безопасности	101,2
Всего.	1023,2

Большая часть монтажно-сборочных приспособлений и стенов предназначена для многократного использования.

Котел ТГМН-204 подвешенного типа (см. табл. 1.6) имеет коэффициент поставочной блочности 64,2% (рис. 1.11, табл. 1.14).

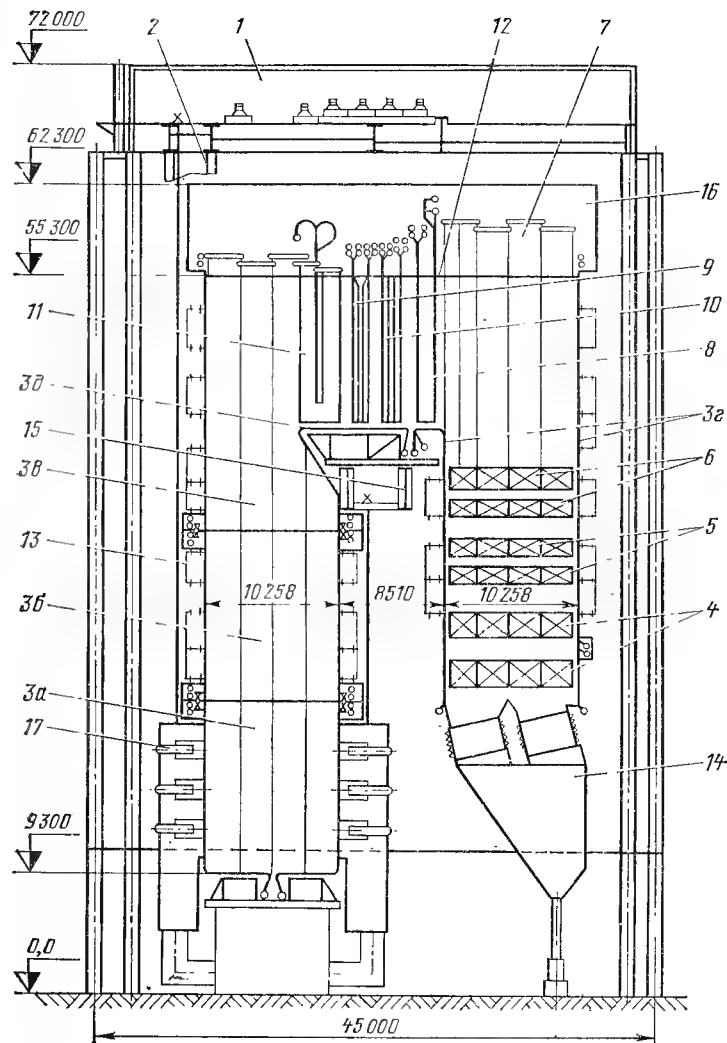


Рис. 1.11. Общий вид котла производительностью 2650 т/ч для сжигания мазута и газа.

1 — хребтовые балки; 2 — подвесной каркас с поясом жесткости; 3а, 3б, 3в — ЭРЧ, СРЧ и ВРЧ; 3г — экраны конвективной шахты; 3д — экраны поворотного газохода; 4 — водяной экономайзер; 5 — регулирующий ступень промежуточного пароперегревателя; 6 и 8 — конвективный пароперегреватель промежуточного пара (части I и II); 7 — подвесная система конвективной шахты; 9 и 10 — конвективные пароперегреватели высокого давления; 11 — ширмовый пароперегреватель; 12 — потолочный пароперегреватель; 13 — балки, фермы жесткости; 14 — бункер; 15 — опорные балки перевальной части; 16 — шатер; 17 — коробка с горелками.

Таблица 1.14. Характеристика поставочной блочности котла ТГМП-204

Наименование	Общая масса узла, т	Масса					Коэффи- циент постав- очной блочно- сти
		деталей		блоков			
		до 0,1 т	о 1,0 т	до 2,0 т	свыше 2,0 т	общая	
Экранная система Пароперегреватели, водяной экономай- зер	936,1 2247,1	102,3 33,1	— 0,6	3,4 —	830,4 2213,4	838,8 2213,4	0,89 0,985
Перепускная система, горячие подвески	1764,7	93,9	1130	223,5	317,5	540,8	0,307
Металлоконструкции	1531,3	167,4	383,3	189,3	791,3	980,6	0,64
Потолочное перекры- тие	356,7	29,2	79,9	29,7	217,9	247,6	0,695
Помосты и лестницы	336,5	145,5	83,6	12,5	94,9	107,4	0,318
Горелки, форсунки, гарнитура	127,7	6,9	0,2	—	120,6	120,6	0,945
Узлы уплотнения	56,5	51,0	5,5	—	—	—	—
Подвески поверхно- стей нагрева	234,1	45,3	188,8	—	—	—	—
Прочее	277,0	170,3	103,0	1,8	—	1,8	—
Итого	7867,7	845	1977	460	4586	5046	0,642

Таблица 1.15. Монтажные блоки металлоконструкций котла
ТГМП-204

Наименование	Количество блоков, шт.	Общая масса блоков, т	Масса наиболее тяжелого блока, т
Блоки каркаса боковых стен топки и конвективной шахты	2+2	566	176,1
Микроблоки горизонтальной части шатра	30	37,0	2,3
Блоки потолочного перекрытия	60	456	19,2
Блоки балок жесткости	13	311	30,1
Блоки площадок обдувки, средней части каркаса	4	177	67,6
Блоки опорных балок перевала	1	147	147
Блоки стен шатра	6	190	41,5
Блоки общих воздушных коробов	4	420	120,9
Блоки бункеров переходных патрубков	14	177	20
Итого	136	2471	
Средняя масса блока		18,2 т	

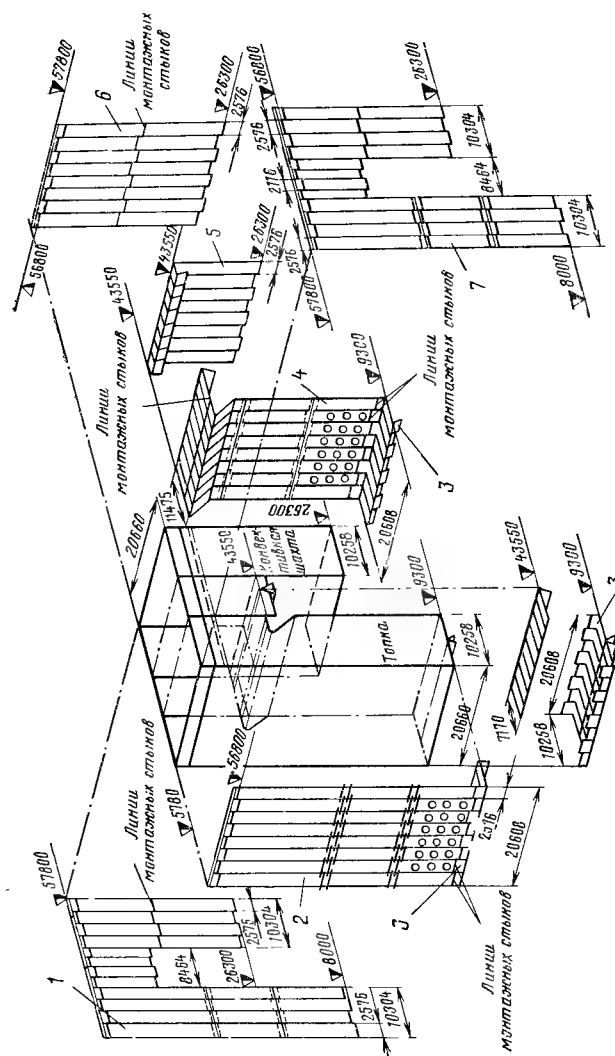


Рис. 1.12. Газоплотный экран котла ТГМП-204.

Рис. 1.12. Изоплотный экран котла 1 ММ-204.
1 — боковая стена (левая); 2 — фронтальная стена толлки; 3 — подовый экран; 4 — задняя стена толлки; 5 — фронтальная стена конвективной шахты; 6 — задняя стена конвективной шахты; 7 — боковая стена (правая).

Таблица 1.16. Монтажные блоки экранов котла ТГМП-204

Наименование	Количество блоков, шт.	Общая масса блоков, т	Масса наиболее тяжелого блока, т
Блоки экранов топки	12	550,8	71,4
Блоки экранов конвективной шахты	8	432,4	78,8
Блоки боковых экранов поворотной камеры	2	71,0	35,5
Блоки подового экрана	2	188,8	94,4
Блоки экранов горизонтального газохода с опорными металлоконструкциями	2	109,7	54,9
Итого	26	1352,6	
Средняя масса блока 50,2 т			

Таблица 1.17. Сводные данные по монтажным блокам котла ТГМП-204

Наименование	Количество блоков, шт.	Масса блоков, т								
		Общая	Металлоконструкция, лестницы и помосты	Поверхности нагрева	Перепускные трубы	Горячие и др. подвески	Трубопроводы в пределах котла	Горелки, газопитатели и КИП	Обшивка уплотнения	Обмуровка и теплоизоляция
Металлоконструкции	136	2610,7	1718,7	21,8	316,7	265,1	3,2	133,2	23,3	128,3
Экраны	26	1352,6	181,6	796,1	78,8	8,2	2,2	2,4	43,6	238,1
Блоки пароперегревателя в конвективной шахте	8	851,3	—	850,1	1,2	—	—	—	—	—
Водяной экономайзер	8	633,3	61,8	515,6	—	—	6,7	—	—	1,9
Ширмный пароперегреватель	4	208,9	—	178,8	28,3	0,9	—	—	—	—
Конвективный перегреватель	8	688,9	—	656,6	—	14,4	—	—	17,9	—
Потолочный пароперегреватель	4	36,5	—	36,5	—	—	—	—	—	—
Трубопроводы в пределах котла, перепускные трубы, горячие подвески	80	915,7	24,8	—	599,6	239,2	83,2	—	—	—
Итого	274	7327,9	1986,9	3085,5	1024,6	526,8	95,3	135,6	84,8	368,3

В табл. 1.15 приведены данные монтажной блочности металлоконструкций, в табл. 1.16 — данные блочности экранов (рис. 1.12) котла ТГМП-204. Сводные данные по монтажным блокам приведены в табл. 1.17.

Монтажная блочность по котлу ТГМП-204 характеризуется следующими показателями:

Общая масса металлической части (без РВП), т	7868
Масса монтажных блоков, т	7328
Коэффициент монтажной блочности по металлической части, %	91,8
Количество основных монтажных блоков (массой более 5 т), шт.	182
Количество монтажных стыков поверхностей нагрева трубопроводов, шт.	22992
В том числе выполненных при сборке блоков, шт.	16078
%	70,0

Особенностью металлоконструкций подвесных котлов является то, что они выполнены подвесными к конструкциям здания, в связи с чем собственный несущий каркас котла отсутствует. Предусмотрен обвязочный каркас, воспринимающий усилия от наддува в топке, а также от помостов и лестниц. Котел подвешивается на три хребтовые балки двутаврового сечения (рис. 1.13, 1.14), опирающиеся на колонны здания и соединенные между собой поперечными связями-металлоконструкциями жесткого диска.

Каждая хребтовая балка представляет сложную конструкцию длиной 39,7 м, высотой 7 м, шириной пояса 1,5 м. Пояса хребтовой балки состоят из трех листов толщиной по 32 мм, скрепленных между собой высокопрочными болтами.

Стенка балки выполнена из листа толщиной 32 мм (сталь марки 10ХСНД) с ребрами жесткости, установленными через 1,5 м с обеих сторон балки. Массы хребтовых балок составляют: средней 189 т, крайних 194 т каждая. Балки поставляются из двух частей по высоте — верхней и нижней.

В процессе сборки хребтовой балки верхняя и нижняя половины соединяются между собой двумя накладками толщиной по 16 мм, устанавливаемыми с обеих сторон стенки балки и скрепляемыми высокопрочными болтами диаметром 24 мм в количестве 2062 шт. из стали марки 40Х «селект».

Установке высокопрочных болтов предшествует контрольная сборка верхней и нижней частей хребтовой балки с накладками на монтажных пробках (20% общего количества высокопрочных болтов) диаметром на 0,3 мм меньше диаметра отверстия (диаметр отверстия 27 мм). Затягивают высокопрочные болты на усилие 25,2 тс пневматическими гайковертами с последующим контролем ручными индикаторными ключами.

Силы трения, возникающие в плоскостях соприкосновения накладок и стенки балок в результате затяжки болтов, препятствуют действию сдвигающих усилий и смещению деталей соединения. Для увеличения коэффициента трения поверхности соприкосновения перед сборкой очищают от грязи, масла, окислы.

Погрузка хребтовых балок производится четырьмя козловыми кранами КС-50-42В грузоподъемностью по 50 т, при этом строповка выполняется за присоединение для подъема с использованием двух траверс-распорок длиной по 13,5 м каждая.

В зону монтажа балка транспортируется на железнодорожной

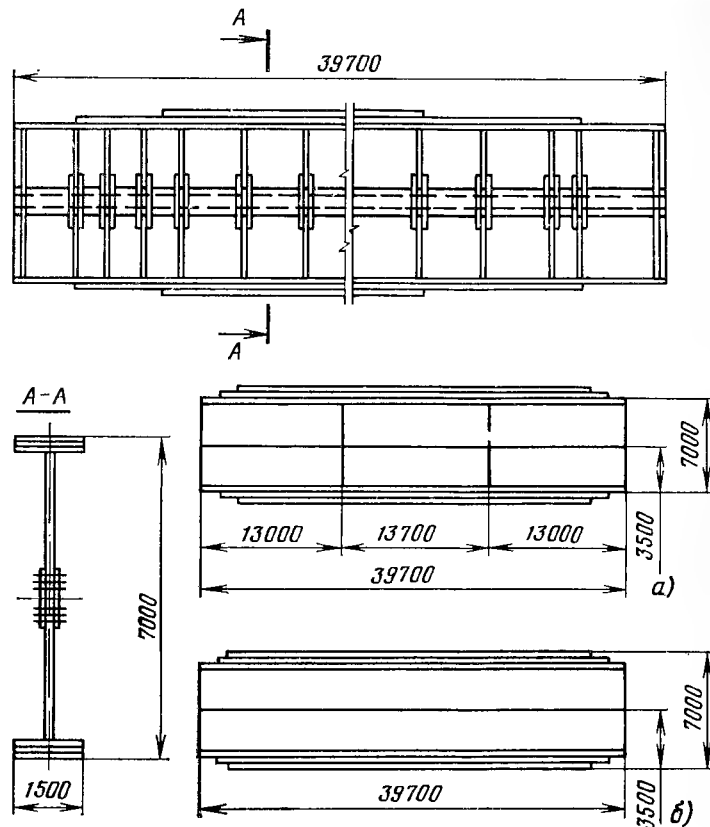


Рис. 1.13. Хребтовая балка каркаса котельного отделения.

Рис. 1.14. Расположение монтажных стыков при поставке хребтовой балки шестью элементами (а) и двумя элементами (б).

платформе грузоподъемностью 200 т. Устойчивое положение балки при перевозке обеспечивается четырьмя опорными стойками с подкосами, привариваемыми к раме платформы и стягиваемыми талрепами.

Хребтовая балка на железнодорожной платформе подается в котельную. Перед подъемом балку разворачивают на 90° и разгружают на пол котельной.

Разворот балки производят двумя мостовыми кранами котельной, крюки которых соединяют двумя траверсами-распорками по 130 т каждая через основную траверсу с поворотным балансиром грузоподъемностью 250 т.

Стропы от основной траверсы строят к траверсе-распорке грузоподъемностью 200 т, непосредственно соединенной со строповочными устройствами балки. Траверса-распорка воспринимает сжимающие уси-

лия от стропов основной траверсы, обеспечивая передачу на строповочные устройства только вертикальных нагрузок.

При монтаже тяжеловесных блоков котла подъем длинномерных блоков осуществляется при точечном (в плаве) расположении грузового полиспаста крана. Это объясняется тем, что при подъеме блоков крюк крана опускается между хребтовыми балками или балками жесткого диска, вследствие чего мостовой кран имеет зону для перемещения только в пределах размеров балочной клетки потолка.

Работа двумя кранами возможна только в различных пролетах здания, так как габариты мостовых кранов не позволяют вести совместную работу в одном пролете здания котельной.

При выводе блока в вертикальное положение для подкапывания нижней части блока используются железнодорожные платформы.

Перемещение монтажных блоков под балками жесткого диска производят с применением маятниковой передачи с помощью специальных треугольных и других рам.

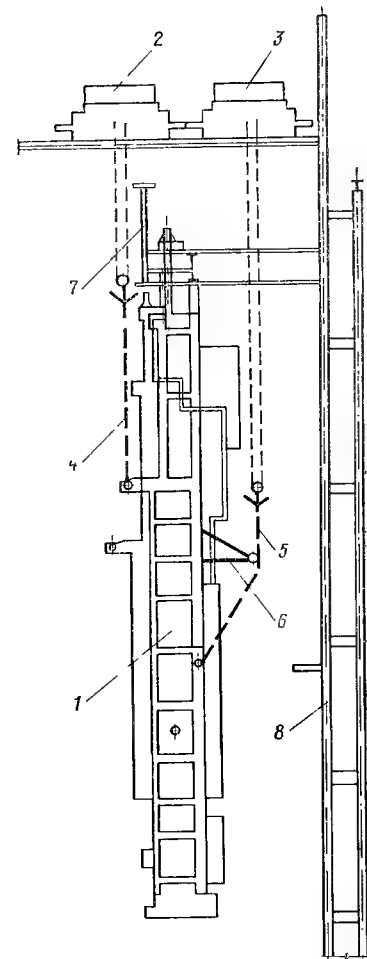


Рис. 1.15. Установка блока каркаса боковой стены топki в проектное положение.

1 — блок каркаса боковой стены топki; 2 и 3 — мостовые краны № 1 и 2; 4 — строп к крану № 1; 5 — строп к крану № 2; 6 — монтажный упор; 7 — хребтовая балка; 8 — колонна каркаса котельного отделения.

Монтаж блоков каркаса конвективной шахты и топki производится двумя мостовыми кранами (рис. 1.15).

Длинномерные (до 36 м) блоки экранов массой до 130 т монтируются с выводом блока в вертикальное положение и установкой на место с применением универсальной рамы, с помощью которой про-

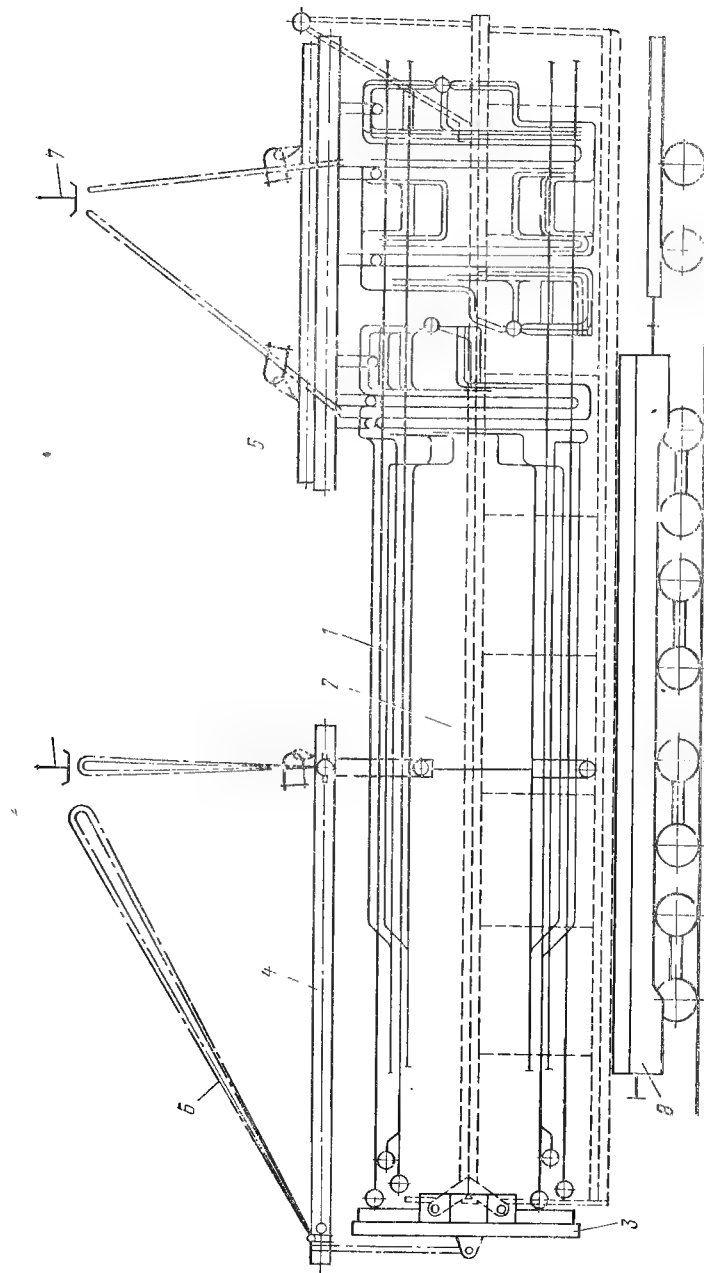


Рис. 1.16. Схема строповки при погрузке блока конвективной шахты. 1 — монтажный блок конвективной шахты; 2 — приспособление — контейнер для транспортировки и монтажа блока; 3 — приспособление для транспортировки и монтажа блока; 4 — траверса-распорка; 5 — рама монтажная; 6 — рама монтажная; 7 — стропы; 8 — крюк грузоподъемностью 200 т; 9 — железнобетонная платформа грузоподъемностью 200 т.

изводится транспортировка блока со сборочной площадки в монтажную зону (рис. 1.16).

После закрепления блока на проектные подвески раму отделяют от блока и возвращают на сборочную площадку.

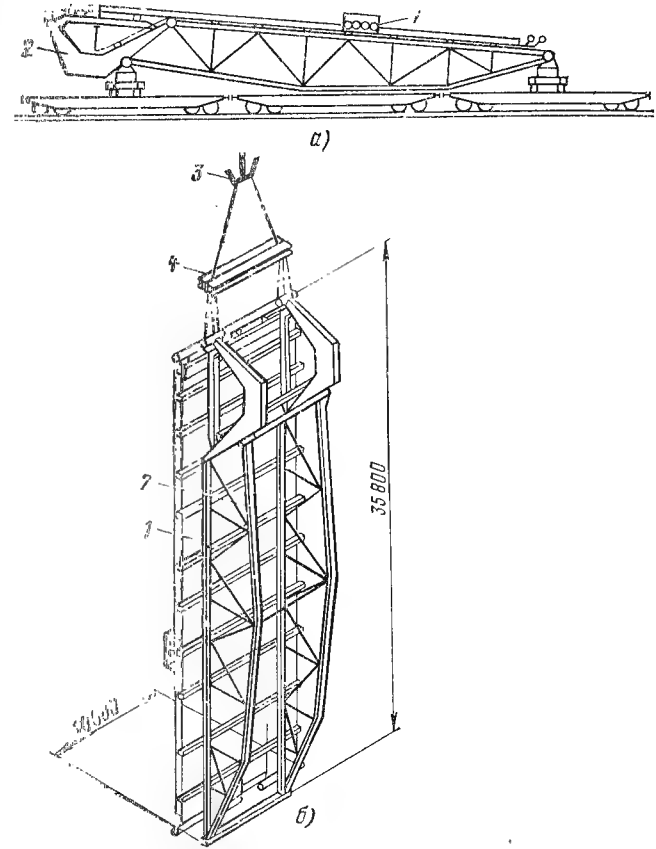


Рис. 1.17. Универсальная рама для транспортировки и монтажа блоков экранов.

а — транспортировка блока; б — монтаж блока; 1 — монтажный блок экрана; 2 — рама для транспортировки и монтажа; 3 — крюк грузоподъемного механизма; 4 — траверса-распорка.

Монтаж поверхностей нагрева конвективной шахты производится восемью укрупненными блоками массой по 196 т. Операции по выводу блоков в вертикальное положение производятся в топке с дальнейшей передачей блоков в конвективную шахту (рис. 1.17).

Таблица 1.18. Технологическая этапная последовательность монтажа блоков котла ТГМП-204

Этапы	Наименование работ
Этап I	Монтаж хребтовых балок Монтаж металлоконструкций жесткого диска в торцевых пролетах Монтаж металлоконструкций жесткого диска между хребтовыми балками Монтаж трубопроводов и металлоконструкций в свету колонн
Этап II	Монтаж блоков горячих подвесок и трубопроводов задней стены котла Монтаж блоков каркаса конвективной шахты Монтаж ферм жесткости задней стены котла Монтаж портала под бункера, блоки переходных патрубков с компенсаторами, бункера дробеочистки Монтаж угловых блоков трубопроводов в шатре Монтаж блока шатра
Этап III	Монтаж блоков каркаса топки, элементов между каркасом топки и конвективной шахтой Монтаж экранов конвективной шахты (задних и боковых), балки БП-6 Монтаж блоков поверхностей нагрева конвективной шахты Монтаж фронтального экрана конвективной шахты и горячих подвесок балок БГ-1
Этап IV	Монтаж блоков фронтального короба горячего воздуха * Монтаж горячих подвесок, перепускных трубопроводов и ферм жесткости фронтальной стены котла Монтаж фронтальных экранов топки (верхних) Монтаж блоков заднего короба горячего воздуха * Монтаж площадок обслуживания обдувочных аппаратов
Этап V	Монтаж ферм жесткости фронтальной стены конвективной шахты и задней стены топки Монтаж блока балок БГ-1 (опорных балок горизонтального газохода) Монтаж экранов и металлоконструкций горизонтального газохода Монтаж фронтального экрана конвективной шахты Монтаж бокового экрана поворотной камеры Монтаж боковых экранов топки (верхние) Монтаж задних экранов топки

Продолжение табл. 1.18

Этапы	Наименование работ
Этап VI	Монтаж блоков потолочного перекрытия над горизонтальным газоходом Монтаж блоков пароперегревателей горизонтального газохода («тройных») Монтаж блоков перепускных трубопроводов горизонтального газохода Монтаж фронтальных экранов НРЧ Монтаж блоков шпирмового пароперегревателя
Этап VII	Монтаж блоков подового экрана Монтаж трубопроводов высокого давления над топкой и потолочного пароперегревателя над топкой Монтаж горизонтальной части шатра Монтаж блоков коробов горячего воздуха (фронтальных и задних)

* Установка на временной опоре.

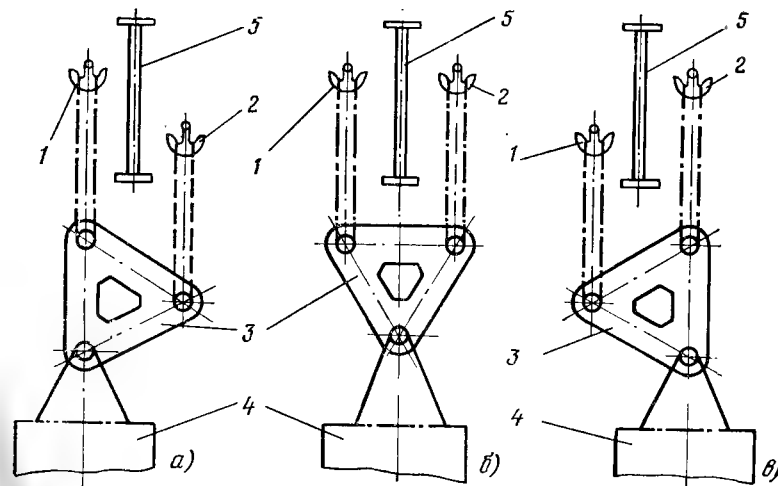


Рис. 1.18. Схема передачи блоков котла под балками потолочного перекрытия при помощи рамы-треугольника.

а — этап I — подвод блока к балке потолка; б — этап II — передача блока под балкой; в — этап III — передача блока закончена; 1 — крюк грузовой тележки; 2 — крюк монтажного приспособления; 3 — рама треугольника; 4 — монтажный блок котла; 5 — балки потолочного перекрытия.

Вывод блока с контейнером в вертикальное положение производится одновременно основными и вспомогательными грузовыми тележками обоих кранов (рис. 1.18).

С учетом описанных особенностей технологии монтажа котла ТГМП-204 разработана технологическая этапная последовательность монтажа (табл. 1.18).

1.6. МОНТАЖ КАРКАСОВ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Каркасы современных паровых котлов в зависимости от способа их крепления к конструкциям здания и подразделяются на два типа — опорные и подвесные.

Опорный каркас воспринимает нагрузку от котла, обеспечивает взаимное расположение элементов котла. Каркас устанавливается на жестком фундаменте.

Подвесные котлы не имеют несущего каркаса, и нагрузка от котла передается через хребтовые балки на строительные конструкции здания. Подвесной каркас обеспечивает неизменность положения стен из газоплотных панелей, воспринимает давление от наддува и нагрузки от стационарных трубопроводов и служит опорой для помостов и лестниц. Каркас подвешен к хребтовым балкам.

Отраслевой стандарт 108.031.107.78 устанавливает классификацию нагрузки и их сочетание, действующие на стальные конструкции котлов, имеющих собственный или совмещенный со зданием каркас, при открытой, закрытой или полукрытой их установке.

В зависимости от характера действия нагрузки подразделяются на постоянные и временные.

К постоянным относятся нагрузки от всех элементов котла, от трубопроводов в пределах котла и пылегазовоздухопроводов, от обдувочных и дробеочистительных устройств, от лестниц, площадок, а также опирающихся на каркас элементов здания и укрытий.

Временные нагрузки подразделяются на длительные, кратковременные и особые.

К длительным (эксплуатационным при нормальном режиме работы котла) относятся нагрузки от воздействия тепловых удлинений, от заполнения барабана, камер и труб водой, пароводяной смесью или паром, от заполнения шлаком и золой бункеров и холодных воронок, от давления или разрежения в топке и газоходах, от золы на поверхностях нагрева, от усилий компенсации.

К кратковременным относятся нагрузки от массы материалов и людей, находящихся на площадках обслуживания, ветровые и снеговые при открытых и полукрытых установках.

К особым относятся нагрузки сейсмические, от увеличения шлакования поверхностей нагрева в период освоения и наладки, от реактивных усилий предохранительных клапанов, от осадки основания фундамента под опорами каркаса, монтажные (от усилия холодного натяга, от грузоподъемных средств, от монтажных приспособлений), транспортные.

Монтажные и транспортные нагрузки не нормируются и определяются заводом-изготовителем совместно с монтажной организацией.

Нагрузки от ремонтных приспособлений и конструкций не нормируются и определяются проектировщиками при разработке технического проекта.

По разделам классификации нагрузок устанавливаются нормативная нагрузка и коэффициенты перегрузки.

Монтажные тресты должны согласовать с организациями, разрабатывающими проект котла, следующие нагрузки:

постоянные нагрузки — от пылегазовоздухопроводов, в том числе пылепроводов; газопроводов и воздухопроводов — рассчитываются по фактическим размерам с коэффициентом 1,2 для учета нагрузки фасонных частей, арматуры и креплений;

временные длительно действующие нагрузки — от усилий компенсации расширений трубопроводов, в том числе от компенсации пылегазовых (усилие от самокомпенсации, изгибающий момент). Нагрузки рассчитываются по фактическим размерам с коэффициентом перегрузки 1,2;

кратковременные нагрузки — от ремонтных материалов и людей, находящихся на площадках обслуживания. Нормативная нагрузка 250 кгс/м², коэффициенты перегрузки: 1,25 — при расчете колонн; 1,4 — при расчете площадок. При расчете суммарной нагрузки на все площадки котла принимается на первые три яруса (лижние) коэффициент 0,8, на остальные — 0,5;

особые согласованные нагрузки не нормируются и определяются заводом-изготовителем совместно с монтажной организацией. При этом следует учитывать не только массу грузоподъемных средств, устанавливаемых на каркасе котла, но и усилия, возникающие при подъеме груза и опускании на проектное место.

Общие технические условия на стальные конструкции паровых котлов (извлечение из ОСТ 24.030.30-73) распространяются на изготовление и приемку следующих элементов стальных сварных конструкций паровых котлов: несущих каркасов, каркасов отправочных блоков, упорочных каркасов, обшивки, площадок, лестниц, щитов обшивки и перепускных коробов трубчатых воздухоподогревателей, шахт мельниц, газовоздухопроводов, бункеров, опорных конструкций под камеры, трубопроводов и регенеративных воздухоподогревателей и т. п.

Требования распространяются также на изготовление и приемку каркасов водогрейных котлов и каркасов котлов-утилизаторов.

Проектирование стальных конструкций, а также деление их на поставочные блоки и укрупненные монтажные марки должны производиться в соответствии с отраслевым стандартом на поставку паровых стационарных котлов.

Температура наружной поверхности элементов стальных конструкций (кроме расположенных в газоходах) не должна превышать 70°С; участки поверхностей этих элементов с температурой, превышающей 45°С, должны быть изолированы.

Материалы, применяемые для изготовления стальных сварных конструкций паровых котлов, назначаются проектирующей организацией в соответствии с расчетными условиями работы конструкций при расчетной температуре наружного воздуха и при рабочей температуре для данных элементов (табл. 1.19) с установленными допусками на предельные отклонения геометрических размеров (табл. 1.20 и 1.21).

Работы по сборке блоков, монтажу и сварке каркасных конструкций должны производиться в соответствии с СНиП III.18-75 «Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа и приемки». До начала сборки деталей каркаса, поступающих с завода-изготовителя, следует тщательно проверять соответствие размеров отдельных деталей и блоков рабочим чертежам, величины прогибов и качество сварки. При наличии отклонений сверх допускаемых составляется акт о выявленных дефектах.

Таблица 1.19. Указания по применению стали для сварных конструкций при расчетной температуре наружного воздуха до -60°C

Группа конструкций	Наименование элементов конструкций	Сортамент и допускаемая толщина (диаметр) проката, мм	Расчетная температура наружного воздуха				Примечания
			от —30° С до —40° С		от —40° С до —60° С		
			Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	
1	Расчетные элементы конструкций: колонны, стойки, балки, фермы, ригели и их крепления, корпуса золоуловителей, шахты мельниц, опорные конструкции под камеры, трубопроводы и воздухоподогреватели, бункера и т. п.	Листовой и полосовой от 4 до 6, уголки до № 6,3	ВСт3пс2	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2			
		Листовой и полосовой от 7 до 9, балки двутавровые и швеллеры до № 20 ^а , уголки равнобокие до №9, уголки неравнобокие до № 11/7	ВСт3пс5	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2; 2.1.6	09Г2; 0Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	
		Листовой и полосовой от 10 до 25, балки двутавровые и швеллеры № 22 и более, уголки равнобокие № 10 и более, уголки неравнобокие № 12,5/8 и более	ВСт3сп5; ВСт3Гпс5; ВСт3пс5	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2; 2.4.6	09Г2; 0Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	
		Листовой и полосовой от 26 до 40	16ГС; 09Г2; 09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	09Г2; 09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	В качестве дополнительного решения для использования при температурах наружного воздуха, до — 0° С

Продолжение табл. 1.19

Продолжение Табл. 113

Группа конструкций	Наименование элементов конструкций	Сортамент и допускаемая толщина (диаметр) проката, мм	Расчетная температура наружного воздуха				Примечания
			от -30°C до -40°C		от -40°C до -60°C		
			Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	
							допускается применение в толщинах 26—40 мм стали ВСт3Гпс5, в толщинах 26—40 мм ВСт3Гпс3 при условии поплавочного контроля ударной вязкости и ВСт3сп3 при условии полного контроля ударной вязкости, величина которой при -20°C должна быть не менее $3 (\text{кгс}\cdot\text{м})/\text{см}^2$
		Листовой от 40 до 105	16ГС; 09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	Прокат указанных толщин применять только для башмаков и капителей колонн
2	Вспомогательные элементы конструкций: настилы, помосты, ступени, полосы ограждений и элементы упаковочных каркасов	Полосовой, листовой (просечно-вытяжной, рифленый, гладкий) до 5, уголки равнобокие до № 9, уголки неравнобокие до № 9/5,	ВСт 3кп2; ВСт3кп2	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2	ВСт3пс2; ВСт3кп2	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2	ВСт3кп2 — только для листовой стали

Группа конструкций	Наименование элементов конструкций		Сортамент и допускаемая толщина (диаметр) проката, мм	Расчетная температура наружного воздуха				Примечания
				от —30° С до —10° С		от —40° С до —60°		
				Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	Марка стали	ГОСТ и дополнительные требования к металлу	
		6, швеллеры и балки до № 14, сталь круглая до 25						
3	Расчетные элементы конструкций, работающих при повышенных температурах, °С	До 300		ВСт3пс5; ВСт3Гпс5; 09Г2; 09Г2С	ГОСТ 380-71, п. 1.5; 1.5.2; 2.1.6; ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	09Г2; 09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	
		До 400	Указывается в чертежах	09Г2; 09Г2С; 16ГС	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	09Г2; 09Г2С	ГОСТ 5058-65, п. 2.3; 2.7в	
		До 550		08Х13 (ЭИ-496) 12ХМ 15ХМ	ГОСТ 5632-72 ЧМТУ 5759-57 ГОСТ 4543-71	08Х13 (ЭИ-496) 12ХМ 15ХМ	ГОСТ 5632-72 ЧМТУ 5759-57 ГОСТ 4543-71	
4	Крепеж с верхней границей рабочей температуры, °С	До 300	Сталь круглая и шестигранная для гаек и болтов	ВСт5сп2; 35 25	ГОСТ 380-71 ГОСТ 1050-60	35	ГОСТ 1050-60	

Группа кон- струкций	Наименование элементов конструкций	Сортамент и допус- каемая толщина (диаметр) проката, мм	Расчетная температура наружного воздуха				Примечания
			от —30° С до —10° С		от —40° С до —60° С		
			Марка стали	ГОСТ и допол- нительные требования к металлу	Марка стали	ГОСТ и допол- нительные требования к металлу	
	До 400	Сталь круглая и шести- гранная для гаек и бол- тов	25; 35	ГОСТ 1050-60	35	ГОСТ 1050-60	
	До 550		20Х1М1Ф1ТР (ЭИ-182)	ЧМТУ 1-812-69	20Х1М1Ф1ТР (ЭИ-182)	ЧМТУ 1-182-69	

Примечания: 1. В обоснованных случаях возможно применение низколегированной стали по ГОСТ 5058-65 вместо углеродистой стали по ГОСТ 380-71.

2. Листы толщиной 2—4 мм для группы конструкции 2 поставляются по ГОСТ 16523-70 из стали марки ВСт3 категории 2.

3. Для высокопрочных болтов рекомендуется применять сталь 35Х или сталь 40Х по ГОСТ 4543-71.

4. Трубы для сварных конструкций, предназначенных для районов с холодным климатом (от -40°C до -60°C) следует применять в соответствии с приложением 2 к ГОСТ 14892-69, для остальных районов — из стали 10, ГОСТ 8731-66.

5. При заказе проката по ГОСТ 5058-65 в дополнительных требованиях по п. 2.7в следует указывать температуру -40°C .

Таблица 1.20. Предельные отклонения размеров готовых элементов стальных конструкций

Размеры элементов и технологический способ выполнения операций при сборке	Интервалы размеров, м					
	до 1,5 включительно	от 1,5 до 2,5	от 2,5 до 4,5	от 4,5 до 9,0	от 9 до 15	от 15 до 21
Элементы, собираемые на стеллажах по разметке на болтах*: длина, ширина разность диагоналей	± 2 5	± 5 6	± 6 7	± 7 8	± 9 10	± 12 —
Элементы, собираемые в кондукторах и других приспособлениях с укрепленными фиксаторами: длина, ширина разность диагоналей	± 2 3	± 2 3	± 3 4	± 5 6	± 7 8	± 8 —
Элементы с фрезерованными поверхностями: длина, ширина разность диагоналей	± 5 1	± 1 1,5	$\pm 1,5$ 2	± 2 2,5	± 3 4	— —

* По возможности следует избегать применения этого способа.

Таблица 1.21. Предельные отклонения формы деталей при изготовлении

Наименование	Отклонение
Несплоскость, мм: зазор между стальной линейкой длиной 1 м и поверхностью листа, зазор между натянутой струной и обухом уголка, полкой или стеной швеллера и двутавра местные выпуклости или впадины во второстепенных элементах (щитах, каркасах, обшивочных листах, бункерах, коробах и др.) местные выпуклости или впадины в ответственных элементах (колоннах, балках)	2, но не свыше 10 мм на длину больше 5 м $0,001 L$, но не свыше 12 мм, 10 при толщине листа до 5 мм и 5 при толщине листа 6 мм и выше Не свыше 2 мм
Непрямолинейность кромок в сварных соединениях, мм: стыковых и тавровых внахлестку	2 5

Продолжение табл. 1.21

Наименование	Отклонение
Некруглость, мм: просвет между шаблоном длиной по дуге 1 м и поверхностью свальцованного листа, полкой или обухом согнутого в холодную профили то же, согнутого в горячую профили	3 5
Овальность (разность диаметров) окружности и листовых конструкций цилиндрической формы, мм: при заводской стыковке при стыковке на монтаже	Не более $0,01 D$, но не свыше 20 мм $0,003 D$
Смещение положения внутренних деталей щитов от номинального (фасонных профилей, ребер, раскосов и т. п.), мм	5
Смещение положения отверстий для лагов, гляделок, лючков от номинального, мм	10
Допускаемые отклонения на диаметры отверстий	По 9-му классу точности ОСТ 1010 и ГОСТ 2689-54
Несплоскость (прогиб, коробление) листов, приваренных по контуру во второстепенных элементах — щитах, каркасах, обшивочных листах, бункерах, коробах и др.	± 20 на 1 м^2 площади листа при толщине до 5 мм, ± 10 при толщине свыше 5 мм
Допуск на длину помоста, мм	± 2 на 1 м, но не свыше 10 мм на длину больше 5 м
Допуск на ширину помоста, мм	± 5
Нормальность торца помоста относительно боковой поверхности, мм	3
Размеры лестниц, мм: по высоте по длине по ширине	± 5 ± 5 ± 2
Разность диагоналей, мм Стрела прогиба, мм	6 2 на 1 м длины, но не свыше 5 мм на всю длину ± 3
Шаг ступени, мм	
Размеры кронштейна, мм: по длине по высоте	$+10$ -5 ± 10

Примечание: L — длина элемента; D — диаметр окружности.

При приемке элементов и блоков металлоконструкций каркасов котлов следует учитывать, что завод-изготовитель в соответствии с техническими условиямиставляет каркасы в следующем виде: элементы негабаритных колонн каркаса, стыкуемые на монтаже — с фрезерованными концами; в случаях, предусмотренных чертежами, фрезеруются также торцы элементов или деталей негабаритных ферм и балок.

Во всех случаях обработка на монтаже элементов обеспечивает сопряжение их без дополнительной подгонки с установленными предельными отклонениями размеров.

Требования к контрольной сборке указываются в рабочих чертежах и технологических картах в зависимости от деления котла на поставочные блоки.

Основные несущие элементы стальных конструкций (колонны, балки, ригели, фермы), состоящие из нескольких частей, не вошедших в поставочные блоки при блочной поставке, поставляемые в виде отдельных транспортных элементов или монтажными укрупненными марками при неблочной поставке, проходят контрольную сборку на заводе-изготовителе.

Точность геометрических размеров и допусков, определяющих расположение мест сопряжения (опорных столиков и монтажных отверстий), а также прилегание поверхности конструкции к опорному столику проверяются контрольной сборкой или гарантируются заложенной в производство технологией.

В монтажных стыках колонн допускается смещение кромок стыкуемых элементов до 10% их толщины, но не более 2 мм.

Детали с фрезерованными поверхностями, предназначенными для передачи усилий, должны плотно соприкасаться не менее чем на 2/3 поверхности стыка. На остальной поверхности стыка зазор не должен превышать 0,5 мм.

Контрольная сборка негабаритных изделий пространственных листовых конструкций (бункеров, шахт и других несущих элементов) производится в соответствии с требованиями документов и условий технологического процесса, при этом проверяют:

- совпадение монтажных сопряжений частей сборочных единиц и монтажных отверстий;
- соответствие размеров и допускаемых отклонений на сборку размерам в чертежах.

На все конструкции, прошедшие контрольную сборку, наносится клеймо ОТК.

На приемке изделий на заводе-изготовителе проверяют:

- комплектность стальных конструкций, соответствие чертежам состава блоков и укрупненных монтажных марок;
- правильность применения материалов;
- правильность изготовления изделий пооперационной приемки сварных соединений, объем и качество контрольных испытаний;
- объем и качество контрольной сборки;
- правильность упаковки, окраски и консервации.

На все готовые изделия наносят производственную (заводскую) маркировку для монтажа, а также отправочную маркировку. Поставочные блоки маркируются в полном соответствии со схемой делений котла на блоки.

Конструкция и способ упаковки и крепления должны удовлетворять нормам железнодорожного транспорта и обеспечивать полную сохранность изделий при погрузо-разгрузочных операциях, транспортировании и складировании.

В технических документах указывают места приложения стропов, приварки грузоподъемных деталей (рымов, скоб), центр тяжести блоков и сборочных единиц и их массу.

Транспортировку, погрузку и крепление негабаритных тяжеловесных элементов производят по специальным отправочно-погрузочным чертежам в соответствии с требованиями действующих технических условий на погрузку и использование грузоподъемности железнодорожных вагонов.

Дополнительные указания по стальным конструкциям блочных котлов, собираемых на заводе-изготовителе, заключаются в следующем. К сборке в блоки допускаются только детали, отвечающие требованиям стандарта и принятые ОТК.

Сборка блоков производится по чертежам и инструкциям завода-изготовителя.

Предельные отклонения от номинальных размеров блоков указываются в сборочных чертежах или специальных заводских инструкциях для каждого типа серийных и вновь проектируемых котлов (табл. 1.22). Общие допуски на размеры блоков назначаются на основе допусков на отдельные сборочные единицы стальных конструкций, указанных в стандарте.

Конструкция блоков, сборочных единиц и деталей стальных сварных конструкций проверяется расчетом на жесткость, обеспечивающую безопасность погрузочно-разгрузочных и монтажных работ.

При необходимости исправления отклонений или дефектов в сварных конструкциях необходимо руководствоваться тем, что правка стального проката должна производиться с помощью механизированных приспособлений и скоб. Правка путем наложения ложных сварочных валиков не допускается. Горячая правка допускается только при температуре не ниже 700°С. Разметка и сверление отверстий должны производиться по технологии, обеспечивающей требуемую точность и совпадение отверстий в сопрягаемых деталях. Проверка должна производиться калибром, диаметр которого на 1 мм меньше номинального диаметра отверстия.

Отверстия для труб и лазов допускается выполнять газовой резкой с обязательной зачисткой заусениц, наплывов, грат; зарезы и неровности не должны превышать 1,0 мм, если нет других указаний в чертежах.

Блоки каркаса должны собираться на стендах, исключающих деформацию собираемых деталей, с соединением элементов между собой электросваркой или на высокопрочных или повышенной точности болтах.

При болтовом соединении после контрольной сборки и выверки узлов и каркаса в целом (не менее 1/3 общего числа болтов) производятся разметка всех отверстий и соединение их болтами повышенной точности (с заспекной монтажных болтов) (табл. 1.23).

Геометрические размеры монтажных блоков каркаса должны соответствовать размерам, указанным в сборочных чертежах (табл. 1.24).

Последовательность установки блоков топочной и конвективной частей каркаса должна обеспечивать устойчивость несущих конструкций на всех стадиях монтажа.

Зазор между фундаментом и башмаком колонны должен быть не менее 50 мм, высотная отметка башмака должна соответствовать проекту.

При установке каркаса на фундамент под башмаки должно быть уложено не более трех прокладок в одном пакете, включая токоизоля-

Т а б л и ц а 1.22. Отклонения готовых элементов составного сечения стальных конструкций

Наименование	Допуск
Непараллельность полок в элементах сварного двутаврового сечения: в местах примыканий в остальных местах по длине элемента	$0,005 \, b$ (b — ширина полки, мм) $0,01 \, b$
Смещение одной полки относительно другой	$0,01 \, b$
Неплоскостность (грибовидность) полок элементов таврового сечения: в местах примыканий в остальных местах по длине элемента	$0,01 \, b$ $0,01 \, b$
Неперпендикулярность кромки составного сечения относительно полок	$0,01 \, h$, но не свыше 2 (h — высота балки)
Неперпендикулярность полок: в двухстенчатой балке в местах примыканий в остальных местах по длине элемента	$0,005 \, b$ $0,01 \, b$
Смещение одной полки относительно другой	$0,01 \, b$
Смещение соединительных планок, ребер и диафрагм по длине элемента, мм	10
Смещение осей элементов в решетчатых конструкциях, мм: в горизонтальных фермах жесткости в остальных случаях	± 10 ± 5

Продолжение табл. 1.22

Наименование	Допуск
Неперпендикулярность торцов относительно продольной оси колонн, стоек, балок, ригелей, мм	2 при h до 300 мм включительно
Смещение опорных крошечных (столиков), мм вдоль оси колонн, стоек, мм	± 3 при высоте колонн 10 м, ± 4 при высоте от 10 до 20 м, ± 5 при высоте 30 м
Неперпендикулярность опорных крошечных (столиков) относительно продольной оси, мм	2
Неплоскостность плит бабмаков колонн при установке на бетон, мм	5
Непрямолнейность (винтообразность) целых или составных сварных элементов (балок, ригелей, колонн, стоек), измеряемая по отвесу: при $h < 3$ м при $h > 3$ м	$0,001 \, L$, но не свыше 10 мм $0,0012 \, L$, но не свыше 12 мм (L — длина балки или высота колонн, мм)
Неперпендикулярность торцов относительно продольной оси, мм: закрепленных балок свободнолежащих балок	2 10
Непрямолнейность (стрела прогиба) элемента (фермы, балки, колонны, стойки щитов)	$\frac{1}{750} \, h$, но не свыше 15 мм
Допускаемые отклонения высоты сечения элемента (фермы, балки, ригеля, колонны, стойки)	$0,005 \, h$ при h до 600 мм $0,003 \, h$ при h свыше 600 мм, но не свыше 5 мм

вые. Подкладки следует располагать непосредственно под профильными обазующими колонн. По окончании выверки каркаса подкладки должны быть сварены по периметру и приварены к башмакам колонн по наружному контуру.

Таблица 1.23. Допускаемые отклонения диаметров болтов и отверстий

Номинальный диаметр отверстий и болтов, мм	Допускаемое отклонение диаметра, мм	
	болтов	отверстий
12—18	—0,24	+0,24
20—30	—0,28	+0,28
36—48	—0,34	+0,34

Таблица 1.24. Допускаемые отклонения при сборке блоков каркаса

Наименование	Отклонение
Непараллельность продольных элементов блока (колонн, стоек), мм	1 на 1 м длины, не более 10 мм на весь размер
Непараллельность горизонтальных элементов (балок, ригелей), мм	1 на 1 м длины, но не более 5 мм на весь размер
Разность размеров диагоналей рам, образованных вертикальными и горизонтальными элементами блока, мм	1 на 1 м длины, но не более 15 мм на весь размер

При установке каркаса на фундаментные рамы размеры допускаемых отклонений по высоте не должны превышать 1,5 мм.

Выверка правильности установки каркаса должна производиться по реперным отметкам путем замера по осм колонн диагоналей по низу и верху колонн и по положению опорных и обвязочных балок. Результаты заносят в монтажный формуляр (табл. 1.25).

Скрытые работы на каркасных конструкциях, качество которых невозможно проверить при пазуловой приемке (места тепловых расширений, опоры, закрываемые обмуровкой элементы, а также обшивка колонн с внутренней стороны и другие узлы), по мере их готовности должны быть предъявлены техническому надзору заказчика для составления акта.

После выверки каркаса необходимо произвести сварку или закрепление постоянными болтами всех блоков и узлов, а также колонн и стоек.

Крепление колонн и стоек каркасов котлов к фундаментам осуществляется анкерными болтами диаметром 30 мм и длиной 730 мм.

Анкер устанавливается до бетонирования фундамента на глубину 500 мм. После установки колонн на подкладках и сварки их выполняется подливка цементным раствором марки 300. После монтажа каркаса башмаки колонн бетонируют до уровня чистого пола.

Таблица 1.25. Допускаемые отклонения при монтаже каркаса

Наименование	Отклонение
Смещение центров башмаков основных колонн каркасов от разбивочных осей фундамента, мм	5
Отклонение основных колонн и стоек блока каркаса от вертикали, мм	1 на 1 м длины, но не более 15 мм на всю длину
Отклонение верхних отметок колонн от проектных, мм	5
Разность размеров диагоналей каркаса в плане внизу иверху колонн	1,5 на 1 м длины, но не более 15 мм на весь размер
Отклонение от горизонтальных балок ригелей, ферм и щитов, мм	5
Отклонение высотных отметок балок, ригелей и ферм, мм	5
Отклонение расстояний между балками, ригелями, фермами и щитами, мм	5
Отклонение расстояния между осями колонн, мм	5

При подливке башмаков следует руководствоваться СНиП III 31-74 «Правила производства и приемки работ. Технологическое оборудование. Основные положения».

Наблюдение за осадкой колонн каркаса и их вертикальностью производится по специально установленным реперам в следующие периоды: после окончания монтажа каркаса; после монтажа поверхностей нагрева и окончания обмуровки; после наполнения котла водой.

Выверку опорных рам поставочных блоков котлов производят при следующих допускаемых отклонениях: осей опорной рамы от проектного положения — 3 мм, рамы по высоте — 5 мм, поверхности рамы от горизонтального положения — 2 мм (на всю длину), разности размеров диагоналей рамы — 3 мм.

1.7. МОНТАЖ БАРАБАНОВ И ВЫНОСНЫХ ЦИКЛОНОВ КОТЛОВ

Бараны применяются для котлов с рабочим давлением насыщенного пара от 10 до 165 кгс/см² (табл. 1.26 и 1.27).

Для изготовления сварных барабанов днищ и крышек лазовых затворов применяется котельная листовая сталь марок 22К (ТУ 24-3-449-74) и 16ГНМА (ОТУ 24-10-002-67) при толщине листов от 25 до 115 мм.

Для штуцеров, приваренных к барабанам, применяются цельнотянутые трубы или поковки из спокойной стали. Внутренние сепарационные устройства собираются в барабане на заводе-изготовителе. Детали для крепления сепарационных устройств привариваются на заводе-изготовителе до окончательной термообработки барабана.

Таблица 1.26. Основные размеры барабанов котлов

Обозначение барабана	Давление пара, кгс/см ²	Внутренний диаметр, мм	Толщина листа, мм	Марка стали
Б-100-1600-90 Б-100-1600-105	100	1600	90 105	22К
Б-140-1600-115 Б-140-1800-115	140	1600 1800	115	16ГНМА

Таблица 1.27. Допускаемые отклонения длины и прогиба барабана и при установке штуцеров

Длина барабана	Предельные отклонения длины, мм		Прогиб на 1 м, мм	Прогиб на всю длину, не более мм
	+ΔL	-ΔL		
Барабаны				
До 5 м включительно	10	5	2	10
От 5 до 10 м	20	10	1,5	15
Свыше 10 м	30	15	1,5	20
Штуцера				
Отклонение по высоте	±3		—	—
Смещение оси штуцера по отношению к оси отверстия в барабане	±1 3		—	—
Переос штуцера				

Барабан, поставляемый с установленными на заводе-изготовителе внутрибарабанными устройствами, не требующими разборки на монтаже, должен быть опломбирован техническим контролером.

До подъема барабанов необходимо проверить соответствие длин барабанов заводским чертежам, расположения опор, положения штуцеров (для приварки труб поверхностей нагрева и присоединения контрольно-измерительных приборов и арматуры), наличие кернов для горизонтальной и вертикальной выверки.

Зеркало фланцев на штуцерах и уплотняющие поверхности лазов должны быть чистыми и не иметь забоин, рисок, вмятин и волнистости.

Скобы лазовых затворов должны прилегать к поверхностям барабанов без перекосов.

Барабаны котлов производительностью 500—670 т/ч поднимают, как правило, двумя мостовыми кранами. Застроповку производят на

Таблица 1.28. Допуски при установке барабанов и внутрибарабанных устройств

Наименование	Отклонение
Барабаны	
Отклонение расстояния между осями подвесок или опор барабана, мм	+5
Отклонение положения продольной оси барабана по высоте от проектной отметки, мм	5
Отклонения положения барабана от горизонтали, мм	2
Расстояние от оси отвеса, опущенного из верхнего заводского керна на торце барабана, мм	1,5
Отклонение расстояния между осью крайнего штуцера или трубного отверстия барабана и осью колонны каркаса котла вдоль продольной оси барабана, мм	5
Отклонение расстояния между продольной осью барабана и осевыми линиями фронтальных колонн каркаса, мм	5
Неплотность прилегания банниаков барабана к опорным подушкам (местами), мм	1
Отклонение расстояния между барабанами котла в горизонтальной и вертикальной плоскостях, мм	3
Соосность крайних трубных отверстий или штуцеров барабанов, взаимно соединяемых трубами, мм	3
Внутрибарабанные устройства	
Ширина щелевых проходов для пара, мм	0,5
Положение дырчатых щитов пароприемного потолка по отношению к оси барабана по высоте, мм	20
Положение кромок перегородок по высоте, мм	20
Положение осей водораспределительных труб и дырчатых пасадков, мм	20
Глубина положения гидравлического затвора, мм	10
Высота сливных кромок водораспределительных корыт, размывочных и барботажных устройств в паровом пространстве барабана, мм	2
Положение водоперепускных труб между отсеками по высоте, мм	10
Диаметр водоперепускных труб между отсеками, мм	±0,1 метра
Расстояние от верхней кромки корпуса циклона до оси барабана, мм	10
Положение ввода пароводяной смеси в циклоне по высоте, мм	+20

одинаковым расстоянии от оси барабана специально подобранными стропами.

При необходимости подъема барабана в наклонном положении при угле наклона более 10° учитывают дополнительную нагрузку на верхний полиспаст, равную

$$P_1 - P_2 = 2 \frac{Q}{L} r \operatorname{tg} \alpha,$$

где P_1 и P_2 — нагрузка на полиспасты, тс; Q — масса барабана, т; L — расстояние между стропами, м; r — наружный радиус барабана, м; α — угол наклона оси барабана.

Таблица 1.29. Основные характеристики циклонов

Наименование	Показатель	
	$p = 155 \text{ кгс/см}^2$	$p = 115 \text{ кгс/см}^2$
Давление в барабане котла, кгс/см ²	155	115
Нагрузка (паровая) на каждый циклон, т/ч	От 9 до 12	От 7 до 9
Диаметр и толщина стенки циклона, мм	426×36	426×28
Количество и размеры штуцеров, шт./мм:		
труб подвода пароводяной смеси	2×133×13	2×133×10
водоподводящих труб	2×133×13	2×133×10
пароотводящих труб	2×133×13	2×133×10
Диаметр штуцера трубы питания из барабана, мм	133×13	133×10
Диаметр штуцера обводной трубы для водоуказательного прибора, мм	60×6	60×6
Высота циклонов (без штуцеров), м	4,97	4,97
Общая высота со штуцерами, м	5,18	5,18
Масса одного блока из двух циклонов, т	4,19	3,48

Котлы производительностью до 420 т/ч монтируются одним мостовым краном грузоподъемностью 50 или 30 т. В этих случаях для подъема барабана используется мостовой кран с дополнительным приспособлением, разработанным в проекте производства работ.

При установке барабана должны быть выдержаны все допуски и заводские требования (табл. 1.28).

Выносные циклоны с внутренней улиткой котлов давлением в барабане 155 и 115 кгс/см² устанавливаются согласно требованиям ОСТ 108.030.03-75 и служат для осуществления схемы ступенчатого испарения котла. Циклоны изготавливаются из труб диаметром 426 мм из стали марки 20.

На каждый котел устанавливаются четыре циклона (блок левых и блок правых циклонов) по два циклона в блоке или два циклона — одиночные с каждой стороны котла.

При монтаже следует иметь в виду, что привязка циклонов по высоте определяется в каждом конкретном случае гидравлическим расчетом соответствующего контура экрана с учетом посадки уровня в циклоне. При этом ось нижнего штуцера ввода пароводяной смеси в циклон должна быть выше нормального уровня воды в барабане на 400—500 мм, а уровень воды в циклоне должен быть на 300—500 мм ниже, чем в барабане (табл. 1.29).

Подъем блока циклонов производится с обязательной строповкой за оба циклона.

Циклоны проходят на заводе-изготовителе гидравлическое испытание, а на монтаже испытываются совместно с котлом.

1.8. МОНТАЖ ТРУБНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

К поверхностям нагрева, работающим под давлением, относятся экраны, ширмы, пароперегреватели, экономайзеры, коллекторы, а также соединительные трубы в пределах котла.

Таблица 1.30. Марка стали и предельные параметры применения труб

Марка стали	Температура стенки при неограниченном давлении, °С, не более	
	поверхностей нагрева	коллекторов и трубопроводов в пределах котла
20	500	450
15ГС	450	450
15ХМ	550	550
12Х1МФ	585	570
12Х2МФСР	585	—
X18H12T	640	610
1X11B2MФ	630	—
15X1MФ	—	575

Общие технические условия на трубные элементы поверхностей нагрева стационарных паровых котлов (ОСТ 24.030.40-74) предусматривают, что трубные элементы должны изготавливаться из термически обработанных труб, поставляемых по соответствующим стандартам и техническим условиям (табл. 1.30). Трубы из стали марки 20 по ГОСТ 8731-66, ГОСТ 8733-66 и ТУ 14-3-190-73 должны применяться для поверхностей нагрева при температуре стенки до 450°С и давлении 60 кгс/см²; для коллекторов и трубопроводов в пределах котла при температуре до 425°С и давлении до 40 кгс/см².

Для котлов давлением 100 кгс/см² и выше для отдельных элементов (независимо от давления в котле), работающих при температуре 565°С и выше, должны применяться трубы, подвергнутые 100%-ному контролю неразрушающимися методами на заводе-поставщике труб или на заводе-изготовителе котла.

Во всех случаях стыковки труб выход трубы из проектной плоскости в любом месте не должен превышать 5 мм.

При определении отклонения оси (излома) труб, приваренных к штудерам коллектора, длина конца линейки может быть принята равной 80 мм; в этом случае излом измеряется на расстоянии 100 мм от оси стыка и не должен быть более 2,5 мм.

Некруглость (овальность) сечения в местах гибов определяется по формуле

$$a = \frac{2(D_{\text{макс}} - D_{\text{мин}})}{D_{\text{макс}} + D_{\text{мин}}} 100\%,$$

где $D_{\text{макс}}$, $D_{\text{мин}}$ — наибольший и наименьший наружные диаметры трубы в месте гiba, измеряемые в одном контрольном сечении (табл. 1.31).

Таблица 1.31. Некруглость (овальность) сечения в местах гибов труб из перлитных и ферритных сталей

Назначение труб	Относительный радиус гiba R/D_n	Некруглость (овальность), %
Поверхности нагрева	До 2,5	12
Соединительные трубы и трубопроводы в пределах котла	Свыше 2,5	10
	Любой	8

Утонение стенки в гibaх должно вычисляться по формуле

$$b = \frac{S - S_{\text{мин}}}{S} 100\%,$$

где S — номинальная толщина стенки прямой трубы; $S_{\text{мин}}$ — минимальная толщина стенки трубы в месте гiba на растянутой стороне.

Допустимое утонение не должно превышать следующих величин:

Относительный радиус гiba R/D_n	От 1,9 до 2,5	От 2,5 до 3,5	Свыше 3,5
Утонение стенки, %	20	15	10

При гибке труб с толщиной стенки 4 мм и радиусом гiba менее $2,5 D_n$ выпуклости на растянутой стороне гiba и волнистость на сжатой стороне гiba не должны превышать 0,5 мм.

Предельные отклонения размеров типовых изделий трубных поверхностей нагрева приведены в табл. 1.32.

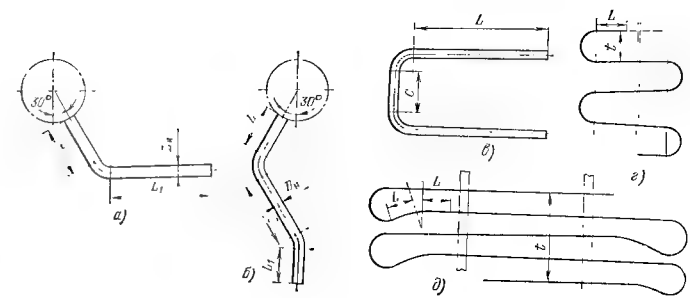
После выполнения всех сварочных работ общий прогиб коллектора и максимальное отклонение оси штуцера от геометрической оси коллектора не должны выходить за пределы 15 мм.

При длине коллектора свыше 10 м отклонение длины не должно превышать 0,7 мм на 1 м (табл. 1.33, рис. 1.26).

Для соединительных труб котла при наложении гнутой трубы на чертеж, выполненной на плазе, допускаются следующие отклонения от чертежных размеров:

размеры концов изогнутых в одной плоскости труб не должны превышать 5 мм (в плоскости трубы);

Таблица 1.32. Предельные отклонения размеров типовых изделий трубных поверхностей нагрева

Наименование	Предельное отклонение
А. Отводы и гiba (рис. 1.19)	
	
Рис. 1.19. Типовые отводы труб и гiba.	
а и б — отводы труб на подходе к коллекторам; в, г, д — типовые плоские гiba.	
Длина прямых участков L и L_1 , мм, для труб:	
$D_n \leq 60$	± 3
$D_n \geq 61$	± 4
Расстояние между соседними гibaми, мм:	
$C \leq 100$	± 2
$C \geq 100$	± 3
Шаг трубы в сборе со стойками t и t_1 , мм	± 3

Б. Гнутые трубы (рис. 1.20)

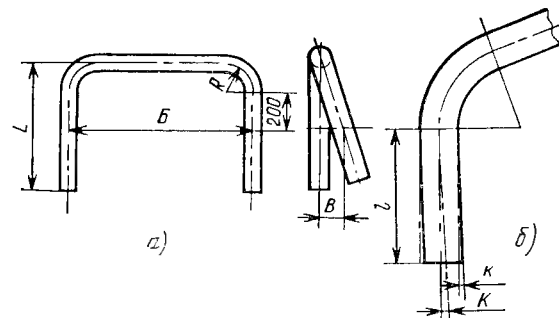


Рис. 1.20. Типовые гiba труб поверхностей нагрева.

а — П-образные; б — Г-образные.

Наименование	Предельное отклонение
П-образные трубы	
Развернутая длина труб, мм:	
до 10 м	± 3
свыше 10 м	± 4
Размеры L , B и B на расстоянии 200 мм отгиба	± 3
Г-образные и другие трубы	
Смещение трубы относительно продольной оси K , измеряемое на расстоянии l отгиба, мм:	
800	± 3
600	$\pm 2,2$
400	$\pm 1,5$
200	$\pm 0,8$

В. Змеевики

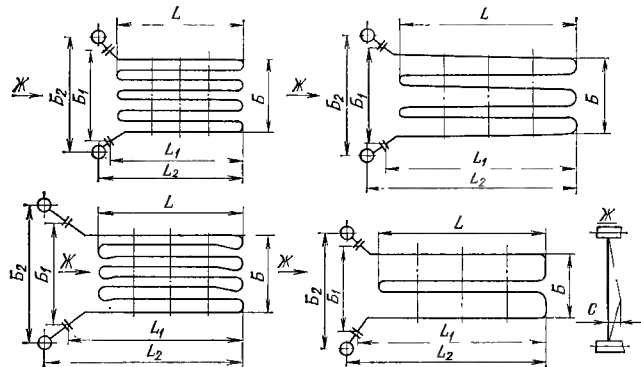


Рис. 1.21. Типовые схемы змеевиков экономайзера и переходной зоны.

Змеевики экономайзера и переходной зоны (рис. 1.21)

Размеры L , L_1 , L_2 при длине змеевика, мм	
до 8 м	$+8$ -10
свыше 8 м	± 12
Размеры B , B_1 при ширине змеевика, мм	
до 1,5 м	± 5
свыше 1,5 м	± 10
Размер B_2 , мм	± 3
Размер C , мм	± 5

Наименование	Предельное отклонение
--------------	-----------------------

Змеевики ширмовых пароперегревателей и экранных панелей прямоточных котлов (рис. 1.22)

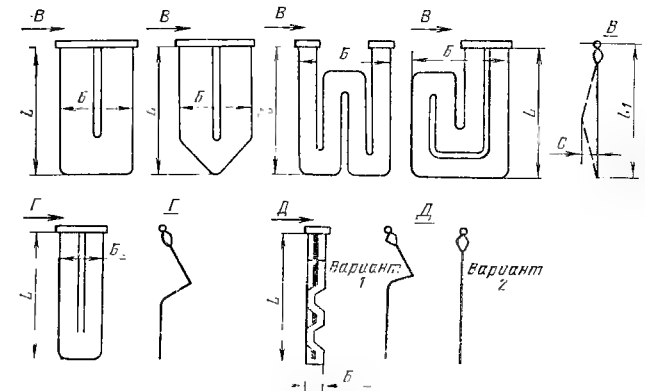


Рис. 1.22. Типовые схемы змеевиков ширмовых пароперегревателей и экранных панелей.

Размеры L и L_1 при длине змеевика, мм	
до 8 м	$+8$ -10
свыше 8 м	$+12$ -10
Размер B , мм	
для экранных панелей	± 3
для ширм	± 5
Размер C , мм	± 5

Наименование	Предельное отклонение
--------------	-----------------------

Змеевики перегревателей первичного и промежуточного пара (рис. 1.23)

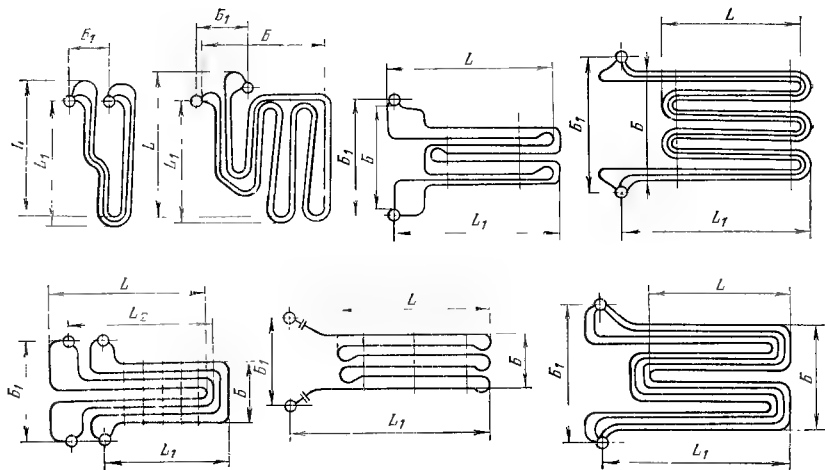


Рис. 1.23. Типовые схемы змеевиков перегревателей первичного и промежуточного пара.

Размеры L , L_1 и L_2 при длине змеевика, мм

до 8 м

свыше 8 м

Размер B при ширине змеевика, мм

до 1,5 м

свыше 1,5 м

Размер B_1 , мм

+8

-10

±12

±5

±10

±5

Наименование	Предельное отклонение
--------------	-----------------------

Г. Проверка змеевиков и гибов на плазе (рис. 1.24)

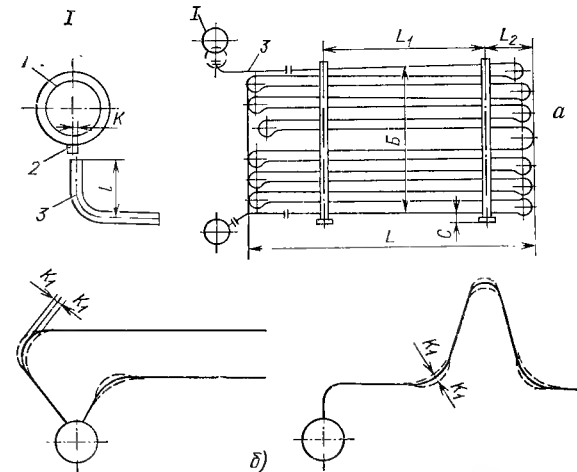


Рис. 1.24. Проверка змеевиков и гибов на плазе.

a — готовые змеевики; b — типы; 1 — камера; 2 — штупер; 3 — змеевик.

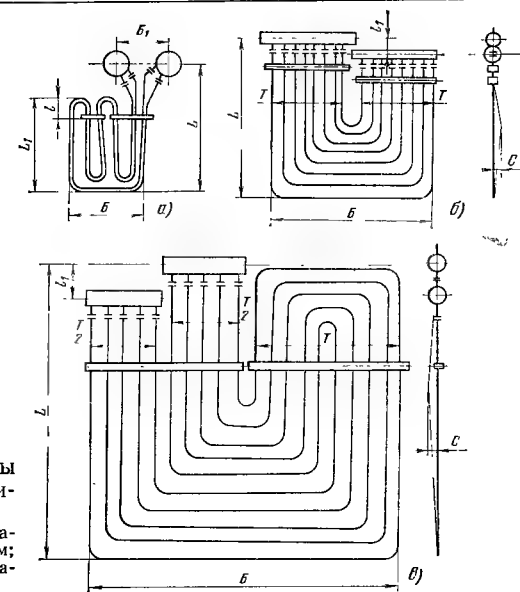


Рис. 1.25. Типовые схемы многозаходных змеевиков.

a — змеевики пароперегревателя; b — змеевики ширм; $в$ — змеевики экранов панелей.

Наименование	Предельное отклонение
Змеевики при наложении на плазе	
Размер L при длине змеевика, мм:	
до 8 м	± 8 ; -10
свыше 8 м	± 12
Размер B при высоте в пакете, мм:	
до 1,5 м	± 4
свыше 1,5 м	± 5
Размеры L_1 , L_2 , мм	± 8
Размер l , мм	± 2
Размер C , мм	± 3
Смещение K , мм	± 2
Выход из проектной плоскости K_1 , мм	± 10
Многозаходные змеевики пароперегревателей ширм, панелей экранов (рис. 1.25)	
Размер L при длине змеевика, мм:	
до 8 м	± 8 ; -10
свыше 8 м	± 12
Размер T , мм	± 3
Размеры B и B_1 , мм	± 5
Размер l , мм	± 8
Размер l_1 , мм	± 5
Искривление C , мм	± 10
Смещение K , мм	± 2

расстояние между концами П-образных труб с наружным диаметром до 219 мм не должно превышать ± 15 мм, а для труб с наружным диаметром 245 мм и более — ± 20 мм при сохранении параллельности концов трубы;

размеры отдельных участков гнутой трубы не должны быть более 15 мм при условии сохранения размеров по торцам в пределах допусков.

Предельные отклонения приварных деталей на трубе не должны превышать значений, приведенных в табл. 1.34.

Конструкция и состав поставочных блоков, а также номенклатура и количество привариваемых к ним элементов, деталей и креплений определяются технической документацией завода-изготовителя (рис. 1.27).

Сборка блоков выполняется только из окончательно изготовленных деталей, принятых отделом технического контроля, и производится по сборочным чертежам и технологии завода-изготовителя.

Для обеспечения неизменности формы при транспортировке блоки имеют дополнительные крепления жесткости. На упаковке указаны места строповки для погрузочно-разгрузочных работ. При погрузочно-разгрузочных операциях запрещается использование трубных поверхностей, змеевиков, трубных отверстий для непосредственной строповки, а также строповка менее чем в двух местах.

Если загрузка и местная транспортировка блоков невозможны без применения специальных приспособлений (элементов жесткости, спе-

циальных строп и т. д.), то они поставляются заказчику вместе с изделием.

Окончательная приемка готовых блоков производится техническим контролером завода-изготовителя. Готовые блоки принимаются, и на них наносится клеймо отдела технического контроля на специально защищенном и обведенном светлой краской месте. Принятые блоки оформляют прямо-сдаточным актом.

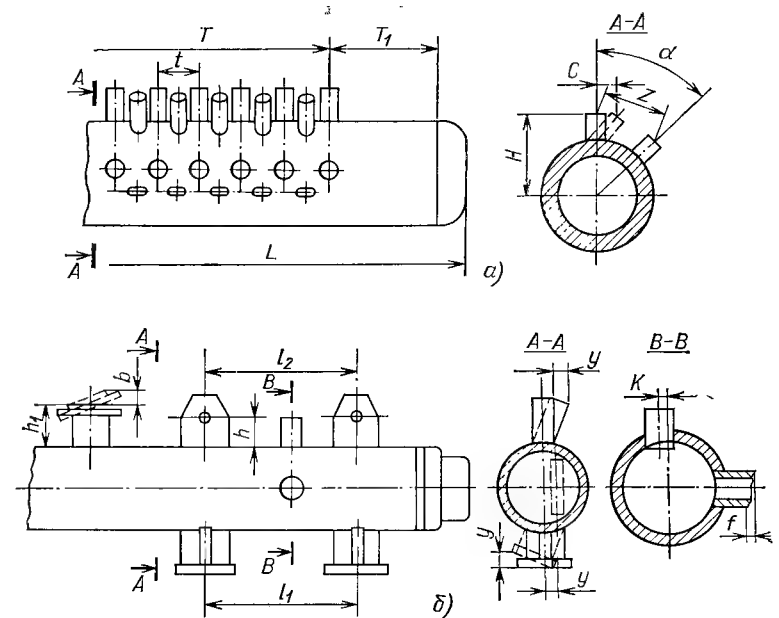


Рис. 1.26. Проверка размеров коллекторов.

а — труба; б — опор.

Все поступившие на монтажную площадку блоки, трубы и детали должны соответствовать чертежам, нормам, техническим условиям и иметь сертификаты завода-изготовителя.

Трубы и детали, не имеющие клейм, маркировки и сертификатов, в монтаж не допускаются.

Независимо от наличия сертификатов и паспортов следующие элементы котла, работающие при температуре среды 450°C и выше, должны подвергаться спектральному анализу для определения наличия легирующих элементов: сопрягаемые концы труб экранов, змеевиков, коллекторов и других поверхностей котла, стыкуемые на монтаже труб и фасонных частей и трубопроводов в пределах котла; мелкие детали — шпильки, гайки, болты, штуцера, хомуты опор и подвесок и др. (подвергаются проверке стилоסקопом 1 раз перед их установкой или сборкой под сварку).

Расположение поперечных сварных швов на гнутых местах трубы не допускается. Расстояние от начала закругления трубы до оси свар-

Таблица 1.33. Отклонения размеров изготовленных коллекторов

Наименование	Отклонение
Шаг штуцера или трубных отверстий вдоль оси коллектора t , мм:	
до 200 мм	$\pm 1,5$
свыше 200 мм	± 2
Расстояние между крайними штуцерами T_n , мм:	
до 3 м	± 3
свыше 3 м	± 5
Расстояние от крайнего отверстия до донышка T_1 , мм:	± 3
Смещение C концов штуцеров на высоте H для диаметров, мм:	
до 108 мм	± 2
свыше 108 мм	± 4
Расстояние между центрами отверстий, мм	$\pm 1,5$
Расстояние между осями подвижных и неподвижных опор l_1 и l_2 , мм:	
до 3 м	± 3
свыше 3 м	± 4
Перекас подвижных и неподвижных опор y , мм	± 2
Расстояние между центром отверстия, плоскостью фланца и наружной поверхностью коллектора h и h_1 , мм	± 3
Смещение оси штуцера относительно оси коллектора K_1 , мм	$\pm 1,5$
Перекас штуцера с фланцем в поперечном и продольном направлениях δ , мм	± 2

Таблица 1.34. Предельные отклонения положения приварных деталей к трубам (рис. 1.27)

Наименование	Отклонение
Шаг приварных деталей t , мм	$\pm 2,5$
Расстояние между осями смежных приварных деталей l_1 , мм	$\pm 5,0$
Расстояние между осями крайних приварных деталей l_2 , мм:	
до 5 м	± 5
свыше 5 м	± 10
Смещение или отклонение оси приварной детали от ее проектного положения a , мм	± 2
Расстояние по дуге от оси приварной детали до горизонтальной оси трубы l , мм	± 2

ного шва должно быть не менее: для труб поверхностей нагрева 50 мм, для трубопроводов в пределах котла 100 мм.

После проверки полученных от завода-изготовителя труб поверхностей нагрева обнаруженные отклонения сверх допущенных должны быть устранены.

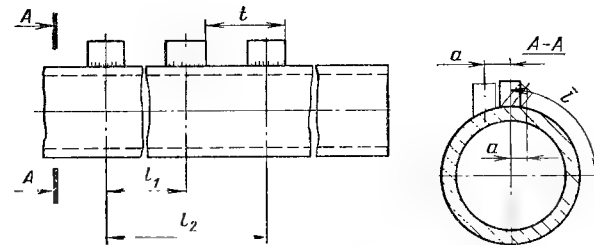


Рис. 1.27. Отклонение приварных деталей на трубе.

Исправление дефектов гибов труб (неплоскостность, недогиб, перегиб, некруглость и др.) допускается только с разрешения руководителя монтажного участка, если угол подгибки не превышает 15° для углеродистых сталей и 10° для хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых.

Подгибка труб из углеродистых сталей с толщиной стенки до 20 мм может производиться в холодном состоянии. Подгибка труб из углеродистых сталей с толщиной стенки свыше 20 мм и из низколегированных сталей независимо от толщины стенки должна производиться с нагревом места подгибки до температуры $650-700^\circ\text{C}$ и последующим медленным охлаждением в асбестовом манжете.

Подготовка под сварку элементов котла, работающих под давлением, при сборке блоков и монтаже поверхностей нагрева должна выполняться в соответствии с Руководящими техническими материалами по сварке.

Сборка стыков труб под сварку должна производиться с использованием стыковочных приспособлений, обеспечивающих соосность стыкуемых труб.

В котлах, работающих под наддувом, а также крупных котлах с уравновешенной тягой стены топки и газоходов изготавливаются из цельносварных панелей.

Завод-изготовитель котла предоставляет собранные панели шириной около 3 м. При сборке блоков экранов и газоплотных панелей допускаются отклонения от проектных размеров (табл. 1.35).

При укрупнении газоплотных панелей концы труб должны быть обработаны механическим способом и иметь угол скоса кромок $40 \pm 2^\circ$, притупление $0,5 \pm 1$ мм.

Зазор в стыках труб должен быть выдержан в пределах 0,5–2 мм. В случае заклинивания стыков или получения зазоров меньше указанного, панели следует отодвинуть, оттянуть из ряда мешающие трубы, срезать и отторцевать трубы до требуемого размера.

При сборке панелей должна быть принята такая последовательность, при которой вначале стыкуют и сваривают стыки плавниковых труб с меньшим зазором, затем с большим.

Таблица 1.35 Допуски при сборке блоков экранов и газоплотных панелей

Наименование	Отклонение
Отклонение положения коллекторов от проектного, мм:	
по высоте	5
в горизонтальной плоскости	3
Разность диагоналей между центрами крайних штуцеров или труб, мм	10
Отклонение от размера шага экранных труб, мм	2
Вылет экранных труб из проектной плоскости, мм	5

Таблица 1.36. Допуски при сборке газоплотных панелей

Наименование	Отклонение
Смещение плавниковых труб относительно друг друга, мм	2
Смещение перемычек относительно диаметральной плоскости труб, мм	1,5
Предельные отклонения размеров панели по длине, мм:	
при длине до 8 м включительно	8
при длине свыше 8 м	12
Неперпендикулярность плоскости торцов труб относительно их осей в месте монтажного стыка, мм	0,2
Смещение концов труб, подготовленных под монтажную сварку, от линии отрезки панелей, мм	—0,8
Местная выпуклость и вогнутость готовой панели, мм	15
Непрямолинейность поверхности по ширине панели в сечении монтажного стыка, мм, на 1 м ширины, не более	2
Предельные отклонения разности размеров диагоналей панели, мм:	
при длине панели до 8 м	1 на 1 м
при длине панели свыше 8 м	15

Допуски на сборку блоков должны назначаться с учетом предельных отклонений размеров, указанных для отдельных труб (табл. 1.36).

Монтаж элементов котлов, работающих под давлением, должен быть выполнен с учетом требований, обеспечивающих беспрепятственно их тепловое расширение. Особое внимание следует обратить на правильность установки направляющих и шарнирных опор.

Положение смонтированного экрана до осадки его от массы воды принимается за нулевое, высота осей нижних коллекторов отмечается на строительных колоннах для дальнейших замеров их тепловых расширений. Установка блоков экранов допускается с отклонениями от проектных отметок, приведенными в табл. 1.37.

Монтаж отдельных водоупускных и паропроводящих труб должен осуществляться с соблюдением размера шага крепления опор, предусмотренного в рабочих чертежах и обеспечивающего тепловое расширение указанных труб одновременно с экранами. Перед установкой все трубы должны быть проверены прокаткой шаром.

Таблица 1.37. Допуски на монтаж экранов газоплотных котлов

Наименование	Отклонение
Разность высотных отметок торцов коллекторов по гидроуровню, мм	2
Расстояние между осями коллекторов и осями колонн, мм	5
Расстояние между осями крайних труб и осью симметрии котла, мм	5
Расстояние между осями крайних труб соседних блоков, мм	2

Стыки эмсевиковых элементов в местах присоединения к штуцерам камер, а также стыки предварительно согнутых труб проверяют по инструкции завода-изготовителя шариком диаметром 0,8 D, где D — минимальный внутренний диаметр трубы с учетом допусков на наружный диаметр и толщину стенки трубы, определяемый по формуле

$$D = D_n - \Delta D_n - 2(S - \Delta S),$$

где D_n — номинальный наружный диаметр трубы, мм; ΔD_n — минусовый допуск на наружный диаметр трубы; S — номинальная толщина стенки трубы; ΔS — плюсовый допуск на толщину стенки трубы.

На монтаже производят повторную проверку сужения внутреннего диаметра труб в месте сварного шва, а также в местегиба шаром диаметром 0,8 D, определенным по приведенной выше формуле.

Если при проверке шар не проходит, то сварной шов должен быть вырезан и заварен заново. Проверка труб экранов, пароперегревателей и водяных экономайзеров шаром должна производиться до гидравлического испытания.

Конвективные поверхности нагрева котла собираются в крупные пространственные блоки, разработанные в технологических картах на монтаж котла.

Допуски на сборку блоков и монтаж эмсевиковых поверхностей должны приниматься с учетом предельных размеров для отдельных эмсевиков (табл. 1.38).

Установка блоков конвективных пароперегревателей высокого и среднего давления, а также блоков водяных экономайзеров допускается с отклонениями от проектных размеров.

Установка шармового пароперегревателя допускается с отклонениями от проектных размеров, не превышающими приведенные в табл. 1.38.

На коллекторах и наружных перепускных трубах пароперегревателей, работающих при температурах стенки выше 450°С, в процессе

монтажа должны быть приварены реперы для наблюдения за ползучестью металла.

Экраны шипованных топок поставляются заводами-изготовителями в законченном виде, т. е. с приваренными шипами.

Таблица 1.38. Допуски на сборку блоков и монтаж змеевиковых поверхностей

Наименование	Отклонение
А. Сборка блоков	
Расстояние между коллекторами, мм	5
Уклон коллектора на всю длину, мм	5
Смещение отверстий в коллекторах, соединяемых одним змеевиком, мм	5
Разность диагоналей между центрами крайних штуцеров коллекторов, мм	10
Отклонение от размера шага труб, мм	4
Отклонение суммы шагов по одному ряду труб	6
Отклонение расстояния между осью коллектора и нижней точкой вертикального змеевика, мм	±5; -10
Б. Монтаж конвективных поверхностей	
Расстояние между коллекторами в вертикальном и горизонтальном направлениях, мм	5
Разность высотных отметок торцов коллекторов по гидроуровню, мм	2
Расстояние осей крайних змеевиков от осей соответствующих труб экранов, мм	5
В. Монтаж ширмовых пароперегревателей	
Расстояние между коллекторами по горизонтали, мм	5
Разность высот торцов коллекторов по гидроуровню, мм	3
Положение коллектора по высоте, мм	5
Расстояние между ширмами, мм	20
Отклонение ширм от вертикали по отвесу, мм	10
Отклонение между осью коллектора и осью потолочного пароперегревателя, мм	2

Приведенные ниже сведения о приварке шипов даны для того случая, когда монтажным организациям приходится приваривать шипы к трубам на монтажной площадке. Шипы могут привариваться к трубам наружных диаметров 32, 38, 50, 57 и 60 мм.

Шипы принимаются следующих размеров: диаметром 10 мм и высотой 15 мм для всех размеров труб и диаметром 12 мм и высотой 15 мм для труб диаметров 50, 57 и 60 мм.

Минимальная толщина стенки труб, мм, для приварки шипов должна быть:

Марка стали шипа	Труба Ø 32—50 мм	Труба Ø 57—60 мм
10	4	5
12Х1МФ	4	5

Марки стали для изготовления шипов принимаются:

Давление пара в котле, кгс/см ²	Марка стали шипа	Плотность шипования экрана
255, 140	12Х1МФ	По чертежам завода
100, 40	10	

Приварка шипов может производиться как на прямых, так и на гнутых участках труб. Площадь сплавления шипа с трубой должна быть не менее 85% площади сечения шипа.

Таблица 1.39. Количество шипов на 1 м трубы или 1 м² экрана

Наружный диаметр трубы, мм	Гладкие трубы		Цельносварные трубы	
	Количество шипов		Количество шипов	
	на 1 м трубы	на 1 м ² экрана	на 1 м трубы	на 1 м ² экрана
32—38	100—150	2800—4000	150	3000—3300
50	120—180	2200—3400	160—250	2300—3500
57	150—180	2500—3000	250	3300
60	130—160	2100—3900	160—250	2000—3000

Шипы могут быть приварены к гладким трубам экрана и также к цельносварным экранам. Количество шипов на 1 м трубы или на 1 м² экрана зависит от шага труб, числа продольных рядов шипования, продольного шага шипов и плотности шипования. Ориентировочно можно пользоваться следующими данными табл. 1.39.

При подготовке к гидравлическому испытанию должны быть установлены воздушные краны на верхних точках труб котла для выпуска воздуха при заполнении системы водой и заклинены рычаги предохранительных и импульсных клапанов для обеспечения закрытого положения их.

Заполнение котла следует производить водой с температурой не более 60 °С, что обеспечивает равномерный нагрев системы и не создает излишних температурных напряжений в барабанах и коллекторах.

Давление в котле следует повышать медленно и равномерно, чтобы обеспечить удаление воздуха из системы. При давлении 5 кгс/см² необходимо провести первую проверку плотности всех элементов, работающих под давлением, а фланцевые соединения подтянуть.

Котел можно считать подготовленным к сдаче инспектору Госгортехнадзора СССР, если давление, доведенное до рабочего, остается без изменений по манометру в течение 20 мин. При гидравличе-

ском испытании температура окружающего воздуха котла должна быть не ниже +5° С.

До окончательного испытания котла администрация предприятия обязана зарегистрировать его в местном органе Госгортехнадзора СССР. Инспектор Госгортехнадзора СССР производит техническое освидетельствование котла: наружный и внутренний осмотр и гидравлическое испытание.

Котел подвергают пробному давлению, равному 1,25 рабочего, в течение 5 мин, после чего давление снижают до рабочего и поддерживают все время, необходимое для осмотра котла.

Котел считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено признаков разрыва, течей, слезок и потения в сварных соединениях и на основном металле, а также остаточных деформаций.

1.9. МОНТАЖ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

Основные параметры прямоточных водогрейных котлов с принудительной циркуляцией, предназначенных для работы в основном или пиковом режимах, установлены ГОСТ 21563-76 (табл. 1.40).

Таблица 1.40. Номинальные* значения основных параметров водогрейных котлов

Наименование	Показатель		
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65(4); 11,63(13); 23,26(20);	7,56(6,5); 17,43(15); 35(30)	58,2(50); 116,3(100); 209(180)
Разность температур воды на выходе из котла и входе в котел, °С	80		40,80
Температура воды при выходе из котла, °С, не менее		150	
Давление воды на выходе из котла (избыточное), МПа (кгс/см²): номинальное наибольшее наименьшее при температуре воды: 150° С 180° С 200° С	2,4(24) 2,5(25)	0,75(7,5) 1,55(15,5) 2,36(23,6)	

* За номинальную теплопроизводительность принимается наибольшая теплопроизводительность, которую котел должен обеспечивать в длительной эксплуатации при номинальных параметрах воды.

Для замены башенных водогрейных котлов ПТВМ разработана серия водогрейных котлов производительностью 50, 100 и 180 Гкал/ч П-образной компоновки, которые устанавливаются в закрытой котельной с одной дымовой трубой для нескольких котлов. Котлы предназначены для сжигания твердого топлива (экибастузских углей), а также для сжигания газа и мазута.

Обозначение котлов:

ПТВМ — пиковый теплофикационный водогрейный мазутный;

КВ-ГМ — котел водогрейный; газомазутный;

КВ-ТК — котел водогрейный для сжигания твердого топлива.

Водогрейные котлы изготавливаются Барнаульским и Дорогобужским котельными заводами и поставляются в виде законченных блоков поверхностей нагрева (табл. 1.41).

Пылеугольные водогрейные котлы унифицированы, имеют три модификации и предназначены для работы на экибастузских, кузнецких углях марок Г и Д, каменско-ачинских бурых углях. Котлы имеют одинаковые габаритные размеры и П-образную компоновку (табл. 1.42, рис. 1.28).

Топочные камеры одинаковы для всех видов топлива, имеют в плане квадратное сечение с размерами 7,1×7,1 м.

Для ввода в эксплуатацию водогрейных котлов необходимо смонтировать систему подачи топлива, тягодутьевую установку, сетевые подпиточные, рециркуляционные насосы, водоочистку, трубопроводы сетевой воды и другое оборудование.

При отсутствии здания котельной для монтажа котла выбирают башенный или гусеничный кран грузоподъемностью 5—10 т. Одновременно с монтажом оборудования монтируют строительные конструкции, ограждающие котел.

Таблица 1.41. Краткая техническая характеристика водогрейных котлов

Марка котла	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Вид топлива	Поверхность нагрева, м²	Масса, т			Вид поставки
				каркаса	площадок и лестниц	котла в целом	
Поставка по ТУ 108-912-39							
КВ-ГМ-70-170	50	Газ, мазут	1468	4,8	13,1	80,1	Блоками и отдельными узлами То же То же
КВ-ГМ-100-150	100	То же	2710	5,8	16,7	114,1	
КВ-ТК-100-150	100	Экибастузский каменный уголь	3995	15,5	36,7	550	
КВ-ГМ-180-150	180	Газ, мазут	7675	125	16	429	То же
Поставка по ТУ 24-3-380-70							
ПТВМ-50	50	Газ, мазут	1354	18,0	7,4	80,7	То же
ПТВМ-100	100	То же	3184	13,6	14,1	135,7	
ПТВМ-180	180	То же	6700	8	9	26	

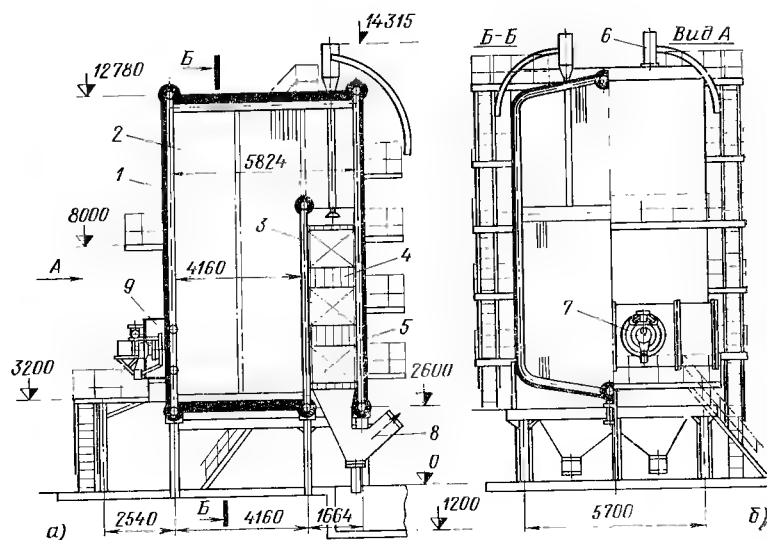
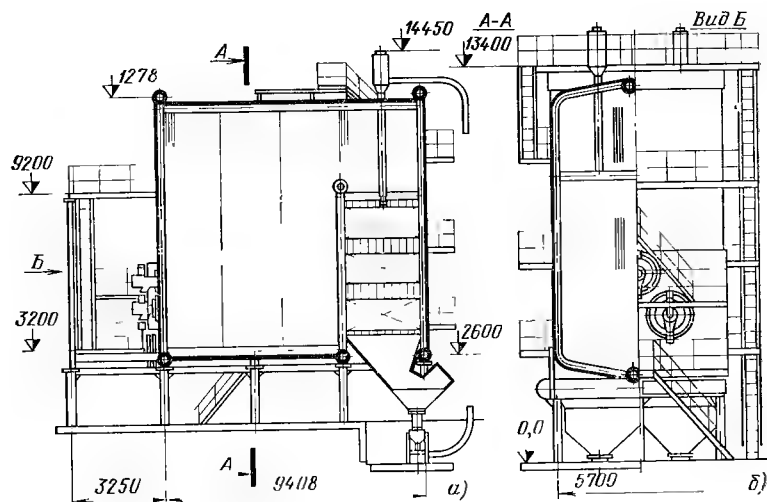


Рис. 1.28. Водогрейный котел KB-100-150 для сжигания канско-ачинских бурых углей.

Таблица 1.42. Унифицированные водогрейные котлы KB-ТК-100-150

Наименование	Экибастузский каменный уголь	Кузнецкий каменный уголь	Ирша-Сородинский бурый уголь
Теплопроизводительность, Гкал/ч	100	100	100
Температура воды на входе в котел (основной/пиковый режим), °С	70/110	70/110	70/110
Температура воды при выходе из котла, °С	150	150	150
Давление (расчетное), кгс/см ²	24	24	24
Расход воды через котел (основной/пиковый режим), т/ч	1236/2480	1236/2480	1236/2480
Расчетный КПД котла, %	89,8	89,6	90,6
Расход топлива, т/ч	27,2	17,6	29,3
Температура уходящих газов, °С	188	208	190
Габаритные размеры, м:			
ширина по осям колонн	12,3	12,3	12,3
глубина по осям колонн	18,0	18,0	18,0
высота	30,8	30,8	30,8
Масса металла котла, т	550	525	540

При палочной готовой котельной монтаж котла и оборудования, расположенного в котельной, осуществляется подвесными к фермам здания краи-балками грузоподъемностью 5—10 т.

1.10. МОНТАЖ ГОРЕЛОК И УСТРОЙСТВ ШЛАКОУДАЛЕНИЯ

Пылеугольные и пылегазовые горелки вихревые, двухулиточные, улиточно-лопаточные и прямоточные предназначены для сжигания пыли углей антрацитового штыба (АШ), полуантрацитов (ПА), тощих (Т), каменных (К), бурых (Б) углей и природного газа (Г) в паровых котлах с уравновешенной тягой производительностью от 220 до 2650 т/ч (табл. 1.43, рис. 1.29).

Горелки состоят из аксиального завихрителя с профилированными лопатками в каналах вторичного воздуха, улитки аэросмеси и трех концентрично расположенных труб, образующих каналы для первичного и вторичного воздуха, а также для воздуха, необходимого для растопочной мазутной форсунки. Такие же горелки, но с раздающим коллектором для подвода газа применяются для сжигания указанных углей и также природного газа.

Горелки изготавливаются как в правом, так и левом исполнении. Правые двухулиточные и улиточно-лопаточные горелки собираются так, чтобы закручивание потоков воздуха и аэросмеси происходило по часовой стрелке, если смотреть со стороны улитки аэросмеси; левая горелка отличается от правой только направлением крутки потоков.

Система подводов воздуха должна совпадать с направлением крутки в горелке.

Вихревые улиточно-лопаточные горелки тепловой мощностью 25 и 35 МВт выполняются однопоточными, горелки тепловой мощностью 50, 75, 100, 125 МВт — двухпоточными.

Сбросные горелки располагаются в зависимости от места установки основных горелок. При одноярусном расположении основных горелок над каждой из них устанавливается сбросная горелка, при двух- и многоярусном расположении основных горелок над каждой горелкой верхнего яруса устанавливается сбросная горелка.

Таблица 1.13. Основные параметры пылеугольных и пылегазовых горелок

Номинальная тепловая мощность горелки		Производительность форсунки по мазуту, кг/ч	Номинальная производительность по топливу, т/ч			
МВт	Гкал/ч		АШ	Бурый уголь	Каменный уголь	Газ, м³/ч
25	20	700	3,46	—	3,54	2520
35	30	970	4,84	11,28	4,95	3540
50	45	1390	6,91	16,11	7,08	5050
75	65	2080	10,37	24,17	10,6	7580
100	86	2770	13,82	32,21	14,15	10 011
125	107	3160	17,28	40,25	17,66	12 630

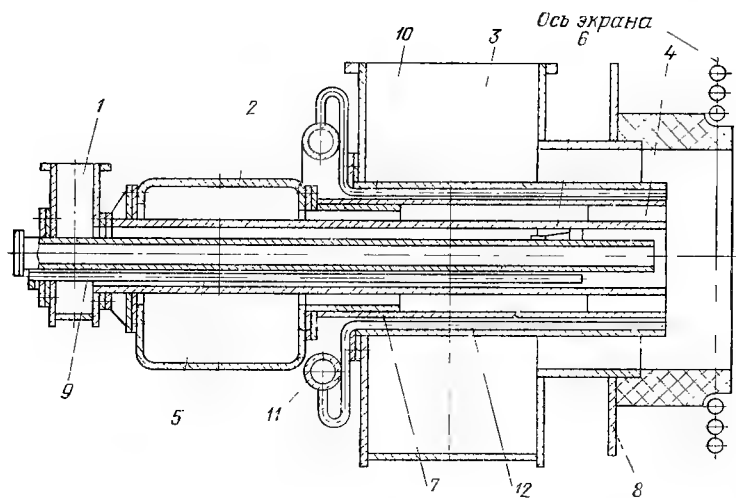


Рис. 1.29. Вихревая пылегазовая горелка.

1 — подача пылевоздушной смеси; 2 — подача вторичного воздуха; 3 — подача воздуха в осевой канал; 4 — мазутная форсунка; 5 — газовый электрозажигатель; 6 — улитка пылевоздушной смеси; 7 — лопатки вторичного воздуха; 8 — кольцевой канал для пылевоздушной смеси; 9 и 10 — кольцевой короб и труба природного газа; 11 — обмуровка.

Сбросные горелки могут быть круглые или прямоугольной формы, наклон осей их вниз к горелкам должен составлять 10—15°.

Газомазутные горелки подразделяются:

по способу аэродинамической организации факела — на вихревые, прямоточные и прямоточно-вихревые;

по типу завихрителей воздуха — на осевые и тангенциальные.

Обозначение горелки ГМВТ 2-4: Г — газ; М — мазут; В — вихревая; Т — тангенциальная; 2 — двухпоточная; 4 — производительность по мазуту (табл. 1.44, рис. 1.30).

Таблица 1.44. Основные параметры газомазутных горелок

Номинальная производительность горелок		Скорость воздуха, м/с	Давление топлива перед горелкой, кгс/см²		Температура воздуха, °С	Диапазон регулирования горелки, %
по мазуту, т/ч	по газу, 10³ м³/ч		Мазут	Газ		
1, 0; 1, 2; 2, 5	1, 1; 1, 4; 2, 8	30—40	35	0, 5	280	100—50
4, 0; 5, 0	4, 5; 5, 6	35—50	35	0, 5	280	100—40
6, 0; 7, 5	6, 7; 8, 4	45—60	35—60	0, 5	280	100—35

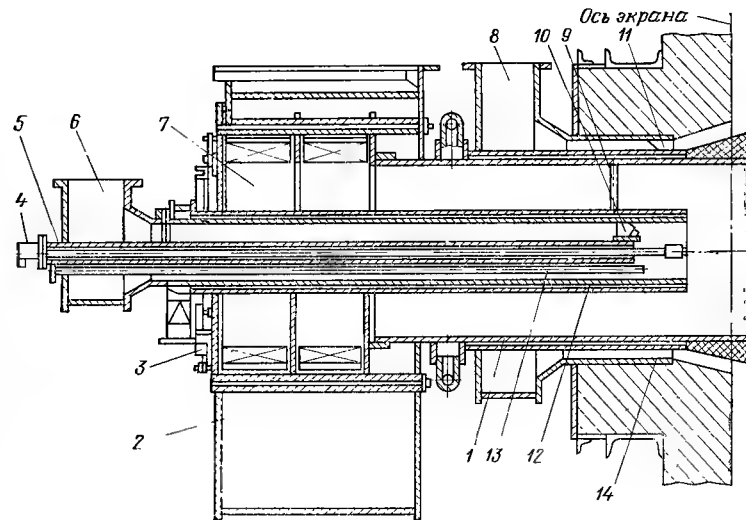


Рис. 1.30. Газомазутная горелка производительностью по мазуту 4,6 т/ч для газоплотного котла.

1 и 2 — подача воздуха в центральный и периферийный кольцевые каналы; 3 — подача воздуха к мазутной форсунке; 4 и 5 — завихряющие лопатки; 6 — центральная подача природного газа; 7 и 8 — кольцевой коллектор и сопла для подачи природного газа; 9 — мазутная форсунка; 10 — газовый электрозажигатель; 11 — подача воздуха в пневмозапор; 12 — амбразура горелки; 13 — линзовый компенсатор.

Амбразуры горелок должны иметь конусообразное расширение к выходу в топку под углом 15° и охлаждаться отводами экранных труб топки.

Газовый тракт каждой горелки подвергается испытанию на плотность гидравлическим давлением 5 кгс/см^2 или керосином.

Горелки для котлов, предназначенных для работы под наддувом, должны быть оборудованы специальными уплотнениями, обеспечивающими безопасность смены форсунок и запально-защитных устройств.

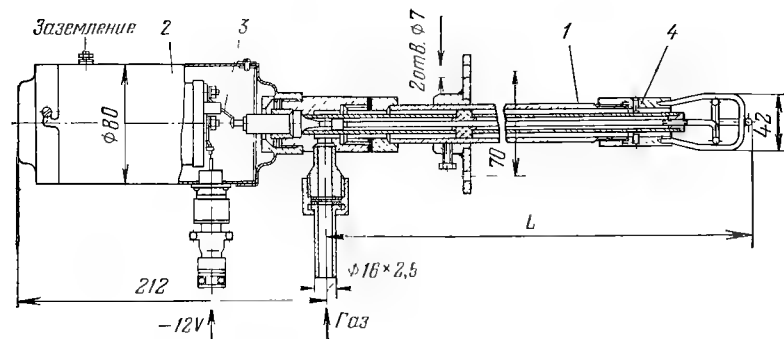


Рис. 1.31. Запальник.

1 — газовый; 2 — бобина с корпусом; 3 — контакт; 4 — наконечник.

В центральной трубе каждой горелки размещаются рабочая и расходная мазутные форсунки, а также электрозапальник, фотодатчик и гляделка.

Горелки поставляются в собранном виде. До начала монтажа проверяют чистоту щелей, сопел, отверстий для газа, открытие и закрытие заслонок, concentricity труб и наконечников аэросмеси и вторичного воздуха, правильность работы приводов мазутных, газомазутных и других горелок.

До начала монтажа форсунок должно быть произведено гидравлическое испытание паровых форсунок давлением $1,5 p$ (где p — давление пара, подаваемого на форсунки).

Правильность установки горелок и форсунок проверяют относительно базовых узлов котла (экранов, каркаса) в соответствии с указаниями в чертежах.

Пространство вокруг горелок не должно загромождаться трубопроводами, коробами, паропроводами и т. д. Для каждой горелки должна быть предусмотрена возможность включения и отключения топлива, а также снятия и установки форсунки.

Запальники газовые электронные дистанционные (рис. 1.31) предназначены для зажигания горелок жидким и газообразным топливом. Запальники работают на природном газе, сланцевом масле и пропан-бутановой смеси при давлении $0,1\text{—}5 \text{ кгс/см}^2$. Оптимальный расход газа на запальник составляет $1,4\text{—}3,6 \text{ кг/ч}$.

Из-за различных условий установки горелочных устройств запальники выпускаются в двух исполнениях: с бобиной, соединенной со

стволом запальника гибким шлангом, и с бобиной, жестко закрепленной на стволе запальника.

Запальники должны быть установлены так, чтобы температура в зоне накопечника была не выше 500°C . Температура в районе установки бобины не должна быть выше 50°C . Запальник следует устанавливать в трубе, проходящей через корпус рабочей горелки.

Циклонные предтопки. Взамен обычных горелок устанавливают циклонный предтопок, в нем происходит сжигание основного топлива во вращающемся топливно-воздушном потоке.

Циклонные предтопки экранированы трубами, включенными по ходу рабочей среды между экономайзером и НРЧ, и покрыты с огневой стороны высокопрочной карборундовой обшивкой на шпихах.

Предтопки изготавливаются и поставляются в законченном виде совместно с блоками котла. Монтаж предтопок производится мостовыми кранами котельной. Предтопки присоединяются к трубам экранов топки и проходят гидравлическое испытание вместе с поверхностью нагрева котла.

При монтаже особое внимание следует обратить на создание плотности обшивки циклона. В период эксплуатации требуется полная герметичность, для чего следует исключить перемещение обшивки циклонов и примыкающих к ним участков вертикальных стен топки.

Удаление шлака из топок паровых котлов осуществляется двумя способами — твердым или жидким.

При твердом шлакоудалении экраны нижней части топки выполняются из наклонных труб, которые образуют холодную воронку, предназначенную для отвода твердого шлака. Под холодной воронкой расположен шлаковый бункер для сбора твердого шлака.

При жидком шлакоудалении экраны нижней части топки образуют горизонтальный под с леткой для вытекания шлака. Для сохранения высокой температуры жидкого шлака необходимо закрыть зажигательным поясом всю нижнюю часть топочной камеры. Чтобы жидкий шлак не размывал стенки сливного отверстия (летки), их охлаждают водой, пропускаемой по трубам. Через летку в поде жидкий шлак вытекает в ванну с водой где застывает в виде небольших зерен, т. е. гранулируется.

Устройство шлакоудаления включает установку для механизированного шлакоудаления непрерывного действия или шахту периодического смыва (рис. 1.32).

Установка для механизированного шлакоудаления поставляется для котлов с жидким и твердым шлакоудалением (рис. 1.33).

Наиболее распространено удаление шлака с помощью скребкового транспортера. Скребки скользят по дну ванны с водой, увлекают зерна застывшего шлака и ссыпают его в дробилку для размельчения крупных кусков.

Установка механизированного шлакоудаления поставляется следующими элементами: ванна со скребковым транспортером или шнеком, каркас шахты, шлаковый бункер, привод транспортера или шнека, дробилка, металлоконструкции, помосты и лестницы.

Шахта периодического смыва поставляется следующими элементами: каркас и обшивка шахты, смывное устройство, выпускной затвор с приводом, оросительное устройство, побудительный насадок, лючки.

На котел в зависимости от паропроизводительности устанавливается несколько комплектов устройств шлакоудаления. После приемки и проверки оборудования и металлоконструкции, прибывших с завода, производится сборка устройств шлакоудаления.

Сборка может быть произведена на сборочной площадке под козовыми кранами или в самой котельной с использованием мостового крана.

Устройство шлакоудаления имеет ролики и перекачивается на рельсах, их можно использовать при сборке в котельной.

После окончания сборочных и сварочных работ следует

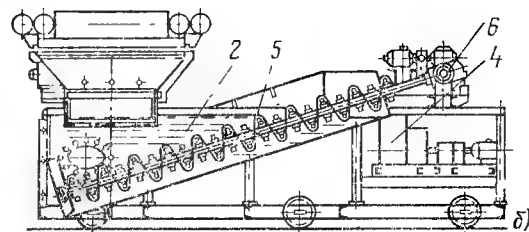
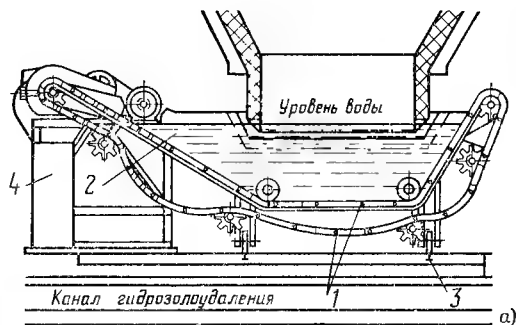
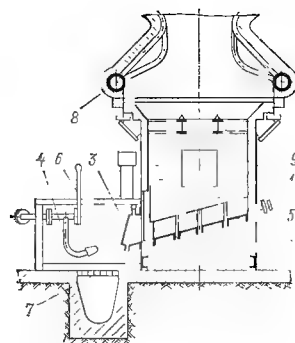


Рис. 1.32. Устройство для периодического удаления шлака.
1 — ванна с водой; 2 — чугунные плиты; 3 — герметический люк; 4 и 5 — сопла для смыва шлака; 6 — рукоятка для поворота сопла; 7 — решетка; 8 — коллектор; 9 — балки для задержания крупных кусков шлака.

Рис. 1.33. Устройство механизированного непрерывного шлакоудаления.
а — со скребковым транспортером; б — со шнеком; 1 — транспортер; 2 — ванна; 3 — рельсы; 4 — шлакодробилка; 5 — винтовой шнек; 6 — шарнир.

провести опробование механизмов, а также проверить плотность водяной ванны. Трубопроводы для подачи воды должны быть смонтированы для каждого комплекта устройств в отдельности с учетом отвода устройства в период ремонта котла.

1.11. МОНТАЖ АППАРАТОВ И УСТАНОВОК ДЛЯ ОЧИСТКИ ТРУБ

Обдувочные аппараты для паровых котлов распределяются на две основные группы — стационарные и выдвижные (маловыдвижные и глубоковыдвижные). При температуре дымовых газов ниже 600°С применяются стационарные обдувочные устройства, при более высоких температурах — выдвижные обдувочные аппараты.

Наибольшее распространение получили обдувочные аппараты, выпускаемые заводом «Ильмарине» (табл. 1.45). В качестве обдувочного

агента в этих аппаратах используется насыщенный или перегретый пар или сжатый воздух давлением до 40 кгс/см².

Аппарат ОМ-35 (рис. 1.34) маловыдвижной является наиболее совершенным обдувочным аппаратом для очистки топочных экранов. Аппарат обеспечивает ввод сопловой головки в газоход на определенное

Таблица 1.45. Типы маловыдвижных обдувочных аппаратов

Тип аппарата	Характер выдвижения и движения труб	Область применения аппарата
ОМ-0,35	Маловыдвижной	Для очистки настенных и радиационных поверхностей нагрева, работающих на твердом топливе (кроме сланцев и бурых углей), производительностью до 420 т/ч
ОГР-Э	Маловыдвижной Кареточный	Для очистки настенных экранных поверхностей нагрева котлов, работающих на твердом топливе, производительностью свыше 420 т/ч
ОН	Несвыдвижной	Для очистки конвективных пучков в зоне температур не выше 600°С
ОМВ	Маловыдвижной	Для очистки густых змеевиковых пучков с шахматным и коридорным расположением труб в зоне температур не более 600°С. Аппарат устанавливается в вертикальном положении
ОП	Горизонтальное от центра к периферии	Для обдувки и промывки поверхностей нагрева регенеративных воздухоподогревателей диаметром до 6,8 м

расстояние от очищаемой поверхности, обдувку в процессе вращения сопловой головки и возвращение последней в исходное положение. Сопловая головка навинчивается на шпindel, с другой стороны с помощью сальника вводится подводящая труба, соединяющая шпindel с клапаном.

В зависимости от профиля кулачка шпинделя обдувка может быть круговой или секторной с любым углом обдувки. Аппарат крепится к каркасу котла.

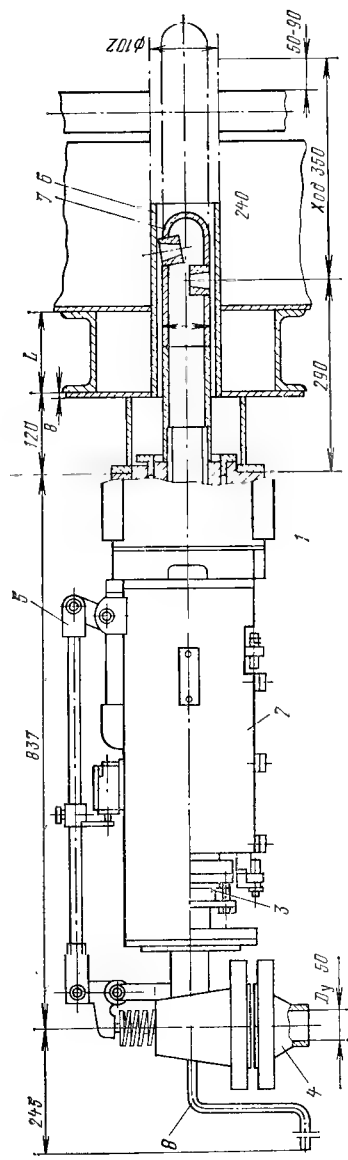


Рис. 1.34. Обдувочный маловыдвижной аппарат ОМ-0,35.

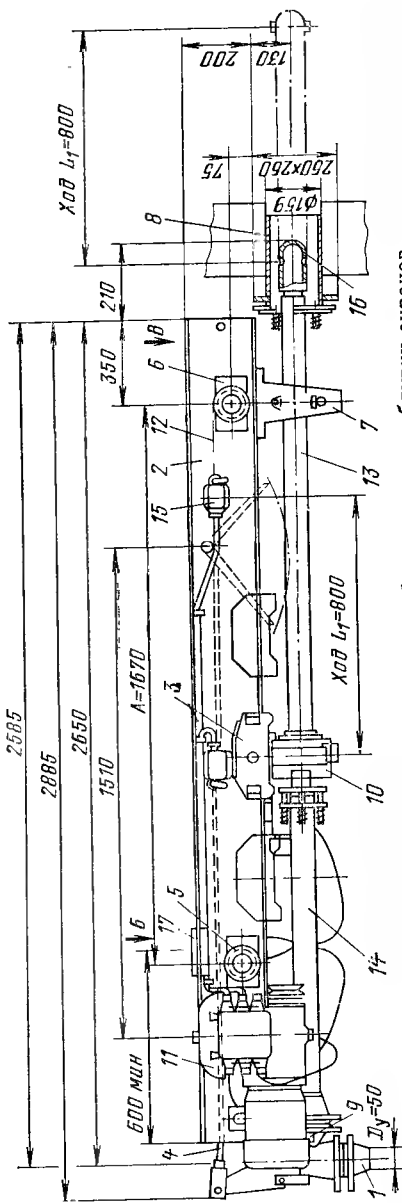


Рис. 1.35. Маловыдвижной кареточный аппарат для обдувки экранов.

Аппарат ОРГ-Э (рис. 1.35) применяется для обдувки топочных экранов, имеет вращательно-поступательное движение сопла, переменное давление пара перед соплами и положительный угол атаки, который обеспечивается соответствующим вылетом сопла, при этом след струи на поверхности получается спиралеобразным. Для обдувки конвективных пучков в зоне температур до 600°С применяется стационар-

Таблица 1.46. Типы глубоковыдвижных обдувочных аппаратов

Тип аппарата	Движение обдувочной трубы	Область применения аппарата	Длина хода, м
ОГ, ОГА, ОГД	Горизонтальное поступательное с вращением	Для очистки конвективных пакетов пароперегревателя и фестона	1—7,75
ОГ8, ОГ-8А	То же	То же	8—8,75
ОГ-В, ОГ-В-Н	Вертикальное поступательное	Для очистки ширмовых пароперегревателей, шахматных и коридорных пучков	1—4
ОГ-11	Горизонтальное поступательное	Для очистки двусветных экранов и экономайзерных пучков	1—7,75
ОГ-П, ОГ-П-А, ОГД-П	Горизонтальное поступательное с вращением	Для очистки ширмовых пароперегревателей	1—7,75

ный аппарат типа ОН. Обдувка осуществляется при вращении обдувочной трубы, которая может иметь до 50 сопл.

Конструкция и оборудование всех перечисленных аппаратов обдувки обеспечивают дистанционное управление работой аппаратов и автоматизацию процесса обдувки поверхностей нагрева.

Аппараты типа ОГ (рис. 1.36) — глубоковыдвижные и предназначены для очистки конвективных поверхностей от зольных отложений и налета направленной струей обдувочного агента при температуре газов до 600°С. Очистка поверхностей нагрева производится паром давлением от 13 до 40 кгс/см² с температурой до 350°С. Допустимо применение сжатого воздуха давлением от 20 до 30 кгс/см² и температурой 50°С. Насущая балка аппарата ОГ имеет вылет, достаточный для размещения вне газотока всей выдвижной части аппарата, включая сопловую головку.

Завод «Ильмарине» в зависимости от назначения и конструкции выпускает 11 модификаций обдувочных аппаратов глубоковыдвижного типа (табл. 1.46). Все типы обдувочных аппаратов с обозначением ОГ являются производными от основного аппарата ОГ.

При монтаже обдувочных аппаратов проверяют действие привода по всей длине рабочего хода, отсутствие заеданий, плавность движения и вращения обдувочной трубы, исправность концевых выключателей, обеспечивающих заданный рабочий ход. Провес цепи в цепной передаче допускается не более 2 мм на 1 м цепи.

При подъеме аппаратов на котел необходимо учитывать, что центр тяжести одинарных аппаратов расположен на расстоянии 0,7 от переднего торца несущей балки.

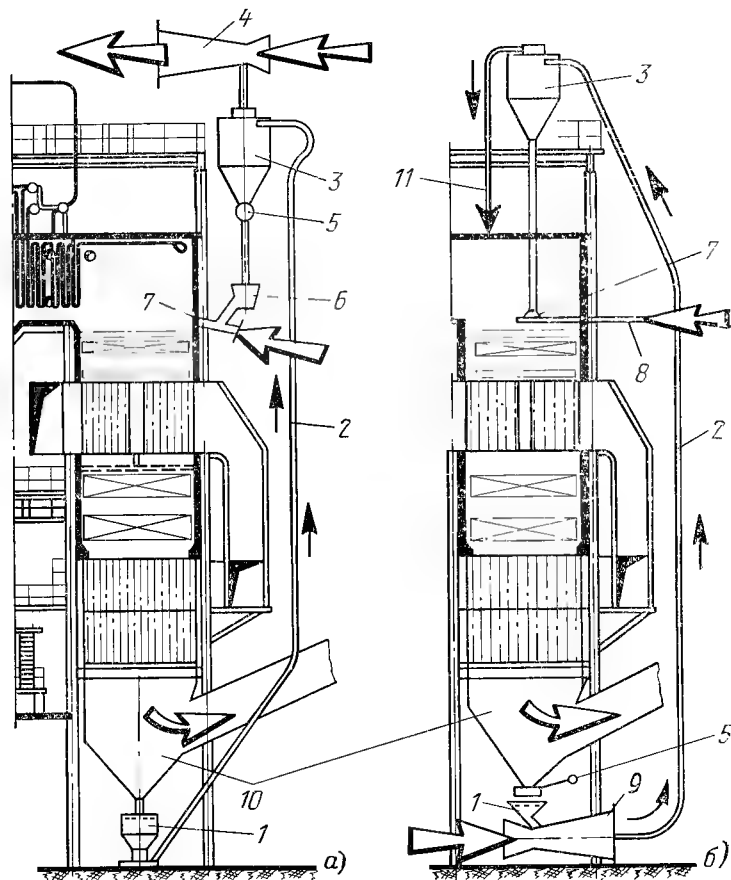


Рис. 1.38. Дробеструйная установка для котлов, работающих под наддувом.

а — установка, работающая под разрежением; б — установка, работающая под избыточным давлением; 1 — бункер для дробей; 2 — трубопровод для подачи дробей; 3 — дробеуловитель; 4 — эжектор; 5 — клапан-мигалка; 6 — питатель дробей; 7 — разбрасыватель дробей; 8 — подача и отвод от разбрасывателя дробей охлаждающей воды; 9 — инжектор; 10 — выход дымовых газов; 11 — выход воздуха.

В процессе монтажа паровых обдувочных приборов допускаются отклонения (табл. 1.47).

Для очистки конвективных поверхностей нагрева, расположенных в опускном газоходе котла, разработано несколько модификаций дробеочистительных установок.

Любая установка состоит из отдельных контуров циркуляции дробей. Принципиальная схема контура с непрерывной циркуляцией дробей под разрежением показана на рис. 1.37.

Очистка горизонтальных трубных пакетов котлов производится чугунной дробью диаметром от 3 до 5 мм, которая разбрасывается над поверхностями нагрева. Транспортировка дробей осуществляется воздухом давлением 0,4—0,5 кгс/см².

На каждом котле устанавливается несколько дробеструйных устройств, в дробеуловителе находится от 0,5 до 4 т дробей. За один цикл через каждый 1 м² сечения вертикального газохода проходит 200—300 кг дробей.

Завод-изготовитель отправляет следующие типовые элементы дробеочистки: бункера для собирания дробей под котлом, питатели дробей, дробеуловители, распределители, разбрасыватели, сепараторы с конструкциями. Трубопроводы для очистки отправляются в прямом виде.

При монтаже дробеструйной установки необходимо соблюдать следующие требования: течка дробей должна устанавливаться вертикально с отклонением, не превышающим 2 мм на 1 м, а также с отклонением от проектного привязочного размера оси не более 10 мм; разбрасыватель дробей должен устанавливаться соосно с течкой дробей с отклонением не более 2 мм; места прохода течек через боковые стены и потолок должны быть уплотнены.

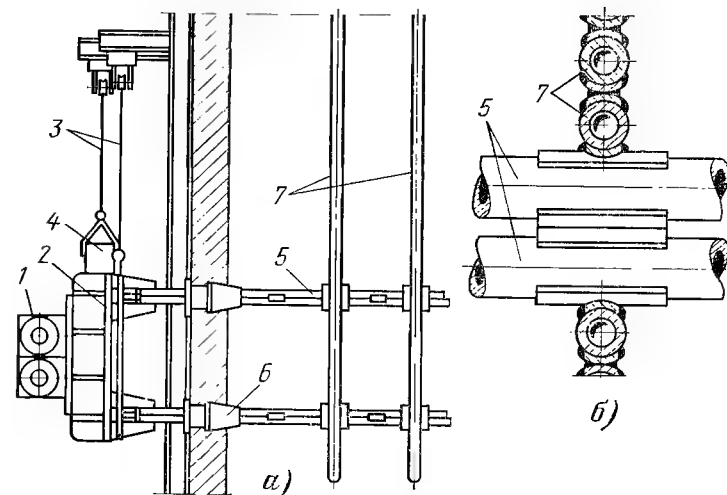


Рис. 1.39. Вибрационное устройство для очистки вертикальных ширм. а — вид сбоку; б — узел сопряжения виброштанги с трубами; 1 — вибратор; 2 — плита; 3 — трос; 4 — противовес; 5 — виброштанга; 6 — уплотнение; 7 — труба ширмы.

На рис. 1.38 показана дробеструйная установка завода «Котлоочистка», основные узлы которой находятся под атмосферным давлением.

На пылеугольных котлах конвективные и радиационные поверхности нагрева очищаются от летучей золы с помощью вибрационных устройств (рис. 1.39).

Для котлов, работающих под наддувом, и для газоплотных котлов, стены газоходов которых экранированы мембранными трубными панелями, к плоской крышке гофрированного кожуха приваривают вибростанги.

При монтаже вибрационной установки следует проверить ход вибратора, а также плотность прохода штанг через обмуровку.

1.12. МОНТАЖ ПРИБОРОВ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ КОТЛА

Водоуказательные приборы должны удовлетворять следующим требованиям: поверхности корпуса колонки и зажимной рамки в местах прилегания стекла или пластинок слюды должны быть отшлифованы или пришаблены; стекла должны быть чистыми, не допускается на поверхности трещины и других пороков; рабочие грани стекла должны быть отшлифованы; толщина паронитовой прокладки между стеклами и колодкой допускается не более 1 мм, толщина одной пластинки слюды — от 0,1 до 0,3 мм; суммарная толщина набора пластинок для перекрытия смоговой щели должна быть от 1 до 1,2 мм, а в котлах давлением свыше 100 кгс/см² — от 1,2 до 1,5 мм.

Соединительные трубы водоуказательных приборов устанавливаются с уклоном в сторону барабана без прогиба. После окончания монтажа все соединительные трубы покрывают тепловой изоляцией.

Водоуказательные приборы устанавливают так, чтобы нижний уровень воды в барабане был выше нижней видимой кромки прозрачной пластины не менее чем на 25 мм, а верхний — ниже верхней видимой кромки прозрачной пластинки не менее чем на 25 мм. На водоуказательных приборах должны быть указатели верхнего и нижнего уровней воды в барабане.

Регулирующие клапаны устанавливаются с подачей среды под иглу. Крайнее положение рычага регулирующего клапана, соответствующее максимальному и минимальному расходам воды, фиксируется ограничителями.

В установленном импульсно-предохранительном клапане сердечник, поршневая группа главного клапана и подвижные части импульсного клапана должны иметь плавный ход без перекосов.

Рычаги грузовых предохранительных клапанов располагают горизонтально, а грузы закрепляют на рычагах. Отклонение от вертикали закрепленных в корпусе опорных и направляющих стоек допускается не более 1 мм на 100 мм высоты. Зазор между рычагом и направляющей стойкой не должен превышать 0,5 мм.

При установке клапанов не допускаются дополнительные напряжения и натяг в соединениях между выхлопной трубой и фланцем предохранительного клапана. Выхлопные трубы надежно закрепляются и имеют дренаж.

Особо ответственными являются опоры предохранительных клапанов и опоры выхлопных труб. Монтаж опор следует выполнять в полном соответствии с чертежами без каких-либо отступлений.

После завершения монтажа опоры принимаются прорабом котельного цеха, шеф-инженером завода-изготовителя и представителем дирекции электростанции. При этом проверяются размеры всех сварных швов по протяженности и поперечному сечению и их соответствие чертежу.

После выполнения парового опробования и регулировки предохранительных клапанов производят вторичную проверку опор клапанов и опор выхлопных труб на отсутствие трещин в металле или сварных швах.

Раздел второй

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЛА

Газовоздушный тракт котельной установки (рис. 2.1) включает воздухопроводы холодного и горячего воздуха, воздухоподогреватель и калорифер, тягодутьевые машины, газоходы и дымовую трубу. При

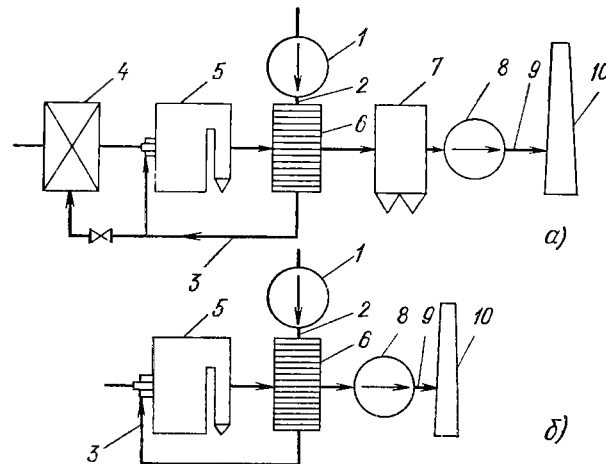


Рис. 2.1. Принципиальные схемы газовоздушного тракта.

а — схема с уравновешенной тягой (котел пылеугольный); б — схема с наддувом (газодутьевые котлы); 1 — дутьевой вентилятор; 2 — воздухопроводы холодного воздуха; 3 — воздухопроводы горячего воздуха; 4 — пылеприготовительная установка; 5 — котел; 6 — воздухоподогреватель; 7 — золоуловитель; 8 — дымосос; 9 — внешние газоходы; 10 — дымовая труба.

сжигании твердого топлива в тракт включается также оборудование газоочистки (см. разд. 3). Для подогрева воздуха применяются воздухоподогреватели рекуперативные (трубчатые) и регенеративные (вращающиеся).

2.1. МОНТАЖ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Регенеративный воздухоподогреватель (РВП) представляет теплообменник для подогрева воздуха дымовыми газами, состоящий из неподвижного корпуса и вращающегося ротора. Внутри ротора располагаются нагревательные элементы — пакеты из гофрированных листов. При вращении ротора нагревательные пакеты, через

Таблица 2.1. Количество регенеративных воздухоподогревателей для котлов

Условный диаметр ротора, м	Производительность котла, т/ч	Количество аппаратов на котел, шт.	Условный диаметр ротора, м	Производительность котла, т/ч	Количество аппаратов на котел, шт.
14,5	3950	3	6,8	670	3
	2650	2			
	1650	2			
	1000	1*			
9,8	2650	4	5,4	500	3
	1650	4			
	1000	2			
	670	1*			
8,8	1000	2*	4,1	320	3
	670	2			
	500	1			

* При сжигании мазута и газа.

которые проходят дымовые газы, аккумулируют теплоту и, перемещаясь, передают ее потоку воздуха (табл. 2.1).

ТКЗ изготавливает регенеративные воздухоподогреватели с периферийным приводом, в которых передача вращения от редуктора к ротору осуществляется при помощи зацепления звездочки с цевками, расположенными на ободе в средней части ротора. ЗиО изготавливает воздухоподогреватель с центральным приводом (табл. 2.2).

Регенеративный воздухоподогреватель состоит из ротора, кожуха с несущим каркасом, верхней и нижней крышек с уплотнениями и газовоздушными патрубками, привода, подъемного устройства ротора, системы смазки и охлаждения, механизма обдувки и промывки ротора, системы пожаротушения (рис. 2.2).

Завод-изготовитель поставляет воздухоподогреватели отдельными комплектами узлами в объеме по ОСТ 24.030.46.74 «Котлы паровые стационарные. Поставка».

По условиям транспортировки роторы поставляются частями: роторы диаметром 4100—6800 мм двумя частями, диаметром 8800 и 9800 — четырьмя. Редуктор поставляется в собранном виде, прицент-

рованным к электродвигателю на общей раме. При монтаже редуктор не вскрывают (табл. 2.3).

Для восприятия нагрузок от массы воздухоподогревателя и усилий от вращения предусматриваются опорные балки, опирающиеся на железобетонный фундамент арочного типа (рис. 2.3). Нагрузку от верх-

Таблица 2.2. Техническая характеристика регенеративных воздухоподогревателей РВП-98 и РВП-41

Марка воздухоподогревателя	Наружный диаметр ротора, мм	Общая поверхность нагрева, м²	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, т			
				общая	пакетов горячей набивки	пакетов холодной набивки	поставочных узлов
РВП-98	9864	70 186	22	512,1	160,13	65,28	224,97
РВП-98Г	9864	69 646	22	507,1	157,96	65,28	224,97
РВП-98Э	9864	68 669	22	486,88	160,13	34,6	224,97
РВП-98НЭ	9864	44 212	22	481,58	157,96	34,6	224,97
РВП-98Н	9864	45 012	22	401,71	60,13	68,5	214,92
РВП-98ГЭ	9864	68 129	22	370,22	60,13	33,74	214,92
РВП-9,8 (ЗиО)	10 000	58 250	15	405	158,3	28,32	114,88
РВП-88	8800	56 047	22	419,64	128,05	52,61	143,55
РВП-88Э	8800	55 044	22	401,88	128,05	26,45	143,55
РВП-88Н	8800	35 441	22	318,43	56,9	52,61	138,84
РВП-88НЭ	8800	34 438	22	300,67	56,9	26,45	138,84
РВП-68	6800	30 673	10	201,2	68,76	31,57	63,5
РВП-68Э	6800	30 040	10	189,17	68,76	16,52	63,5
РВП-68Г	6800	21 069	10	155,01	41,01	31,57	63,5
РВП-68ГЭ	6800	20 436	10	143,2	41,01	16,52	63,5
РВП-54	5400	12 735	7,5	101,18	24,95	19,90	43,64
РВП-54Э	5400	12 238	7,5	93,8	24,95	9,96	43,64
РВП-41	4080	4324	5,5	64,84	14,02	11,21	18,73
РВП-41Э	4080	7087	5,5	59,01	14,02	5,57	18,73

ней опоры, газовоздушных патрубков и привода воспринимают и передают на фундамент щиты корпуса, нагрузку от массы ротора — опорная балка.

Каркас воздухоподогревателя РВП-41 состоит из несущих колонн, связанных горизонтальными балками. На верхней балке монтируется верхняя опора, на нижней — нижняя опора.

Конструкции устанавливаются на фундамент на металлических подкладках толщиной 50—60 мм под башмаки колонн или плиты опорных балок (табл. 2.4).

Таблица 2.3. Основные поставочные узлы регенеративных воздухоподогревателей

Наименование	Марка воздухоподогревателя											
	РВП-68; РВП-68Г; РВП-68НЭ		РВП-98Г; РВП-98ГЭ		РВП-9,8 (3иО)		РВП-88; РВП-88Э		РВП-88Н; РВП-88НЭ		РВП-68; РВП-68Г; РВП-68ГЭ;	
	Шт.	Мас. г	Шт.	Мас. г	Шт.	Мас. г	Шт.	Мас. г	Шт.	Мас. г	Шт.	Мас. г
Полуротор	2	32,25	2	27,85	2	20,32	2	26,3	2	19,9	2	16,91
Отъемная часть	2	16,12	2	12,4	2	12,45	2	10,11	2	9,72	—	—
Вал ротора	1	7,2	1	5,27	1	8,32	1	7,2	1	5,27	1	2,82
Опора верхняя	1	2,07	1	2,07	1	1,27	1	2,07	1	2,07	1	0,32
Опора нижняя	1	7,28	1	7,28	1	7,65	1	7,28	1	7,28	1	4,02
Опорная балка	1	35,49	1	35,9	1	23,53	1	30,76	1	30,76	1	12,98
Полукрышка с воздушным патрубком:												
верхняя	1	9,1	1	9,1	1	8,10	1	5,54	1	5,64	1	6,06
нижняя	1	9,39	1	9,39	1	9,1	1	6,03	1	6,03	1	6,02
Полукрышка с газовым патрубком:												
верхняя	1	9,1	1	9,1	1	8,1	1	5,54	1	5,54	1	6,2
нижняя	1	9,39	1	9,39	1	9,1	1	6,03	1	6,03	1	3,39
Шиты корпуса	12	4,82	12	4,82	—	—	12	—	12	—	8	—
Балка верхней крышки	1	17,32	1	17,32	—	—	1	14,1	1	1,1	—	—
Балка нижней крышки	1	18,8	1	18,8	—	—	1	15,58	1	15,58	—	—
Маслостанция	1	3,02	1	3,02	1	3,02	1	3,02	1	3,02	1	3,2
Привод	1	3	1	3	1	3	1	3	1	3	1	1,36
Общее количество узлов и их масса	28	224,97	28	214,92	1	11,58	28	12,56	28	133,84	20	63,5
											20	43,61
												18,73

Корпус РВП состоит из щитов боковой обшивки верхней и нижней крышек диаметром 4100—6800 мм, которые изготавливаются из двух половин каждая. Крышки остальных типов РВП состоят из четырех отдельных блоков и балки в сборе.

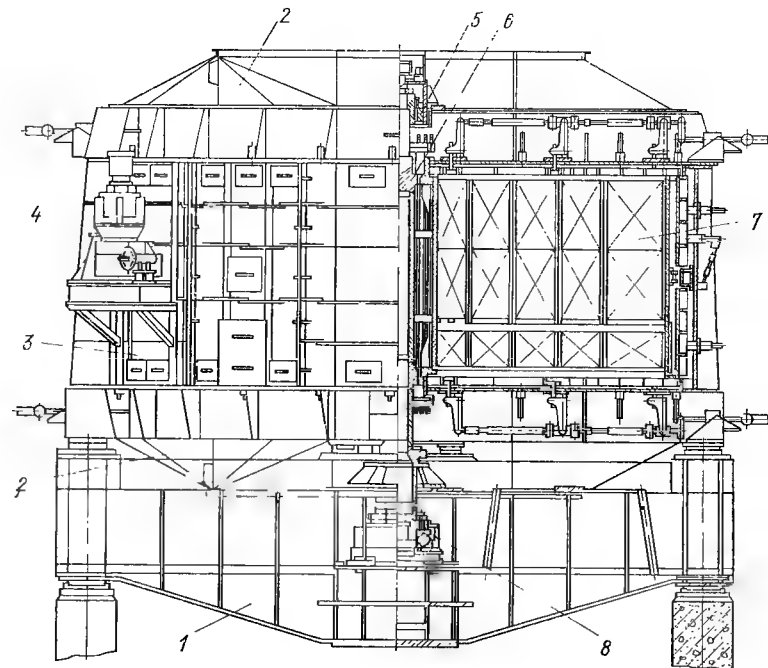


Рис. 2.2. Общий вид воздухоподогревателя ТКЗ (РВП).

1 — балка опорная; 2 — крышка корпуса; 3 — корпус; 4 — привод; 5 — опора верхняя; 6 — вал ротора; 7 — ротор; 8 — опора верхняя.

Крышки следует собирать одним монтажным блоком, состоящим из двух полукрышек (РВП-54): двумя блоками отдельно (полукрышки РВП-41, РВП-68) одним блоком, состоящим из двух полукрышек и балки в сборе (РВП-88, РВП-98); одним монтажным блоком (две полукрышки с валом РВП-68). Нижние крышки РВП-68 рекомендуются собирать в монтажные блоки совместно с валом.

Крышки воздухоподогревателей РВП-54, РВП-88 и РВП-98 следует собирать целиком, при этом в блоки крышек включают патрубки в сборе, периферийные уплотнения и другие детали. Верхняя крышка монтируется после установки корпуса, пакетов поверхностей нагрева и аксиальных уплотнений, при этом проверяют соосность крышек с ротором, после чего ее закрепляют к щитам корпуса.

При сборке крышек производят полную контрольную сборку периферийных, радиальных, кольцевых и центральных уплотнений, выдер-

живая проектные зазоры между сопрягаемыми элементами уплотнений, и обеспечивают свободный ход подвижных узлов. Каждая крышка РВП (ЗиО) состоит из шести частей: двух крайних, двух средних и двух центральных с секторными плитами. На крышках имеются патрубki с фланцами для подсоединения газозабоудохпроводов.

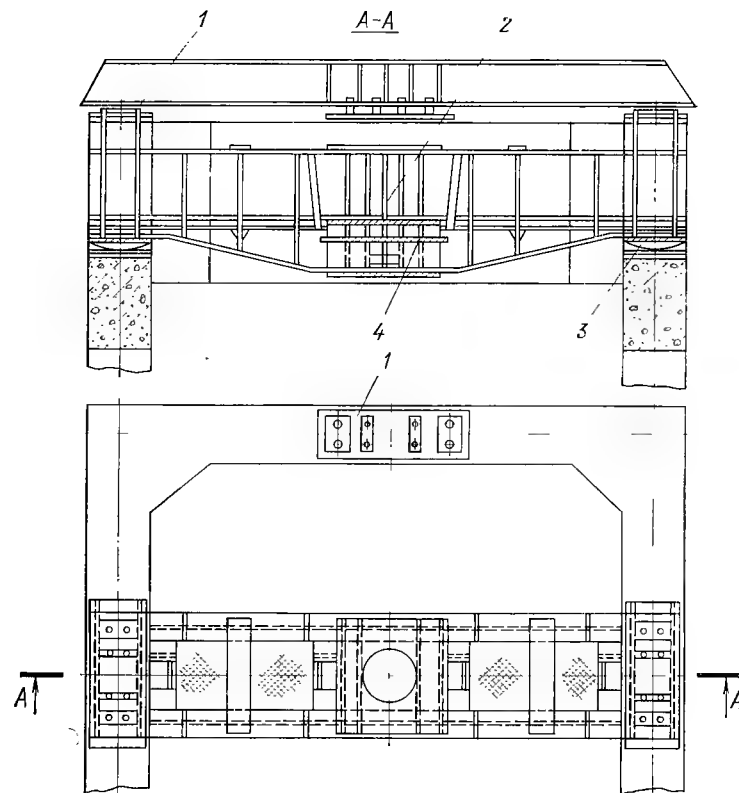


Рис. 2.3. Монтаж опорных конструкций РВП.

1 — опора несущих щитов корпуса; 2 — стол для установки нижней опоры; 3 — поворотная опора; 4 — стол для установки подъемных гидродомкратов.

Полукрышки воздухоподогревателя РВП-98 (ЗиО) укрупняются в монтажные блоки. В состав блока включаются средние и крайние части, которые по разъемам стягиваются болтами и завариваются.

Блоки нижних полукрышек устанавливают на проектной отметке. Средние части крышки с секторными плитами скрепляют с полукрышками болтами и обваривают. Блоки верхних полукрышек устанавливают на верхний фланец кожуха и временно скрепляют болтами. Средние части крышки монтируют с секторными плитами. При помощи

подвесок, закрепленных на верхней балке, крышка устанавливается в проектное положение, проверяется ее соосность с ротором, затем верхняя и нижняя крышки привариваются к кожуху.

Ротор воздухоподогревателя состоит из обечайки, ступицы и радиальных ребер, разделяющих ротор на секторы. Каждый сектор имеет

Таблица 2.4. Допуски при сборке и выверке блоков каркаса РВП

Наименование	Допуск
Непараллельность продольных элементов блока (колонны и стоек), мм	1 на 1 м длины, но не более 10 на весь размер
Непараллельность горизонтальных элементов (балок и ригелей), мм	Не более 5 на весь размер
Разность размеров диагоналей рам, образованных вертикальными и горизонтальными элементами блока, мм	1 на 1 м длины, но не более 15 на весь размер
Смещение центров башмаков основных колонн каркаса от разбивочных осей фундамента, мм	15 на всю длину
Разность размеров диагоналей каркаса в плане, внизу и вверху колонн, мм	1,5 на 1 м длины, но не более 15 мм на весь размер
Отклонение положения верхней и нижней балок от горизонтальной плоскости, мм	± 5 на всю длину
Отклонение от горизонтали установочных плоскостей под опоры вала ротора, мм	Не должно превышать 1 на 1 м длины

несколько отсеков, в которые укладывают секции с нагревательными пакетами (рис. 2.4).

В зависимости от выбранной технологии и типа воздухоподогревателя монтаж ротора может производиться:

одним блоком — два полуротора с валом (РВП-41, РВП-54, РВП-68);

двумя блоками — два полуротора и вал (раздельно) (РВП-41, РВП-68);

тремя блоками — монтажный блок (центральная часть с валом) и два заводских крайних блока (РВП-98, РВП-88). При монтаже ротора двумя блоками для удобства заводки вала расстояние между разрезами должно быть 600—800 мм.

При сборке стыкуемых частей ротора радиальные перегородки жестко соединяют крошечными и планками и сваривают перегородками в промежутках между планками.

В средней части обечайки ротора устанавливают цевочный обод. Цевки запрессовывают в корпус обода и фиксируют стопорными планками от возможного проворачивания. Цевочный обод допускает свободное температурное расширение ротора.

После загрузки ротора секции жестко соединяют в кольцо накладками и удлиненными цевками. Производится предварительная выверка цевочного обода в горизонтальной плоскости. Ободу придают форму

окружности и его располагают concentрично оси вала. Производят окончательную выверку цевочного обода и приварку к ротору. Окончательную обработку фланцев ротора, периферийных и кольцевых уплотнений, а также корпуса цевочного обода производят при вращении ротора от привода специальным приспособлением (ЗиО) или ручным суппортом (ТКЗ). Суппорт и приспособления поставляются заводами

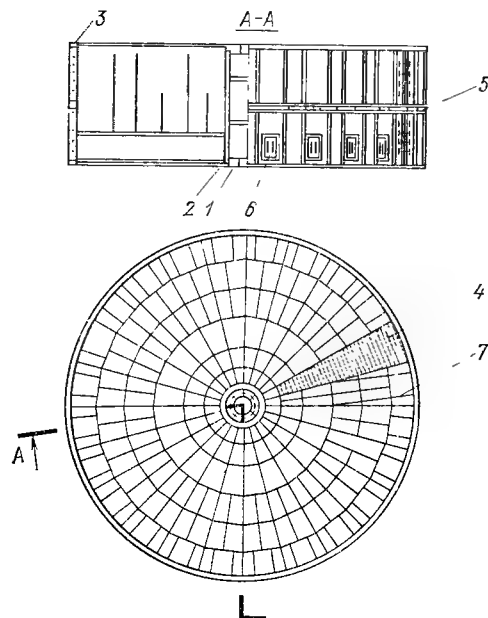
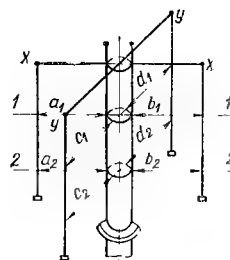


Рис. 24. Монтаж ротора РВП.

1 — ступица; 2 — кольцо; 3 — фланец периферийный; 4 — решетка под холодные пакеты; 5 — цевочный обод; 6 — люк; 7 — решетки под горячие пакеты.

Рис. 25. Выверка вертикального вала ротора.



изготовителями с первыми двумя котлами. Проверку радиального и осевого биения ротора производят проворачиванием вручную.

Для освобождения упорного конического подшипника при его ремонте или ревизии для подъема ротора предусматривается установка от одного до четырех гидравлических домкратов в комплекте с насосными станциями НСП-400М или НСР-400М.

Вал ротора состоит из толстостенной трубы с приваренными к ней цапфами. В нижней части вала имеются три опорные поверхности в виде фланцев: верхняя — для установки ротора, промежуточная — для фиксации ротора в поднятом положении при ревизии нижней опоры, нижняя — для установки в упорный роликподшипник.

Верхняя опора вала — направляемая опора, воспринимающая радиальные нагрузки от вращения ротора. Нижняя опора предназначена для восприятия осевых и радиальных нагрузок от массы и вращения ротора. Корпусы верхней и нижней опор охлаждаются проточной водой. Нижнюю опору вала закрепляют на нижней балке анкерными болтами. Корпус верхней опоры закрепляют на балке верхней крышки или на балке каркаса (РВП-41).

Вертикальность вала выверяется при помощи четырех отвесов следующим образом (рис. 25). В двух сечениях по высоте вала сверху и над опорным фланцем производят замеры расстояния от поверхности вала до нитки отвеса в четырех точках в верхнем и в нижнем сечениях. Точность выполнения замеров проверяют по формуле

$$P = [(a_1 + b_1) + (c_2 + d_2)] - [(a_2 + b_2) - (c_1 + d_1)].$$

Уклон вала определяют по формуле

$$\Delta l = \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2},$$

где Δx и Δy — уклоны в направлениях x и y .

$$\Delta x = \frac{(a_2 - b_2) - (a_1 - b_1)}{2},$$

$$\Delta y = \frac{(c_2 - d_2) - (c_1 - d_1)}{2}.$$

При установке вала проверяют радиальное и осевое биение его опорного фланца. После монтажа корпуса верхней опоры на вал устанавливают верхний роликподшипник со втулкой и закрепляют шпонкой. Для всех типов воздухоподогревателей (ТКЗ) установку вала в опорный подшипник производят после монтажа корпуса с крышками и верхней опорой ротора. До загрузки ротора нагревательными пакетами секции цевочного обода закрепляют к ротору временно.

В отсеки ротора ярусами устанавливают нагревательные пакеты, состоящие из профилированных стальных листов, набранных в металлический каркас. По высоте ротор разделен на холодную и горячую части: холодная располагается со стороны входа в воздухоподогреватель холодного воздуха, горячая — со стороны входа дымовых газов.

Зазоры между нагревательными пакетами и перегородками ротора уплотняют листами дополнительной набивки, которую вплотную подгоняют к пакетам и перегородкам, ориентируя гофрами в одну сторону. Аналогично устанавливают последующие ярусы.

На воздухоподогревателях РВП-88 и РВП-98 установку холодных пакетов через боковые люки производят совместно с листами предварительно закрепленной к ним дополнительной набивки. В зависимости от вида топлива применяются холодные пакеты из стальных листов без покрытия или покрытые эмалью. Листы следует укладывать в пакеты плотно, оставляя равномерные каналы для прохода воздуха и газа.

Во избежание дебаланса ротора заполнение его ячеек производят поочередно в диаметрально противоположные секторы.

В конструкции воздухоподогревателя РВП-ТКЗ предусмотрено два привода: электромеханический и гидравлический.

Электромеханический привод с мотор-редуктором является основным приводом для ротора при номинальных оборотах. Мотор-редуктор представляет собой блок электродвигателя и планетарного многоступенчатого редуктора. Привод с помощью звездочки входит в зацепление с цевочным ободом, сообщая ротору вращательное движение с частотой 2 об/мин.

Гидропривод является резервным и предназначен для вращения ротора как при номинальных режимах при выходе из строя электромеханического привода, так и при промывках с частотой вращения ротора 0,2 об/мин.

Для подачи масла в гидропривод имеется маслостанция. Гидроприводом оборудуются воздухоподогреватели РВП-88 и РВП-98.

Мотор-редуктор и гидропривод устанавливают так, чтобы горизонтальная плоскость звездочки располагалась перпендикулярно оси цевок и проходила на 8—10 мм ниже середины обода.

Привод к воздухоподогревателю ЗиО состоит из электродвигателя, цилиндрического редуктора и двухступенчатого конического редуктора, который соединен с валом ротора при помощи крестовины. Редуктор и электродвигатель устанавливают на специальной раме, укрепленной на верхней балке.

Для предотвращения присоса воздуха и перетока воздушной среды в газовую в воздухоподогревателе устанавливаются уплотнения:

периферийные — для устранения возможных перетечек и присосов воздуха. Периферийные уплотнения устанавливаются на крышках корпуса и состоят из двух подвижных поясов, которые набиваются из отдельных блоков, состоящих из уголков, к которым присоединяются подвижные чугунные колодки;

радиальные — для разделения газового и воздушного потоков. Радиальные уплотнения состоят из горизонтальных плит с механизмом подъема и прямыми горизонтальными полосами, жестко закрепленными на радиальных перегородках ротора. На крышках устанавливаются по две плиты радиальных уплотнений, которые шарнирно крепятся к балкам;

аксиальные (РВП-88, РВП-98) — для устранения перетечек воздуха в промежутке между ротором и корпусом. Аксиальные уплотнения состоят из вертикальных плит и вертикальных полос, жестко закрепляемых на роторе;

центральные — для устранения присосов воздуха в районе ступицы и вала. Центральные уплотнения устанавливаются на балках верхней и нижней крышек в виде обоймы, которая при помощи пружинных устройств может перемещаться в вертикальном направлении. К фланцу обоймы крепится кольцо, внутри которого перемещается диск для уплотнения вала;

кольцевые в роторах, которые имеют разделение первичного и вторичного воздуха для устранения перетечек воздуха внутри ротора. Кольцевые уплотнения — это блоки из уплотнительных пар, которые устанавливаются на внутренних полумуфтах крышек. Установка верхних блоков выполняется с зазором, а нижние скользят по внутреннему фланцу ротора.

На крышках корпуса воздухоподогревателей должна производиться контрольная сборка периферийных, радиальных, кольцевых и центральных уплотнений. При этом необходимо выдержать проектные зазоры между сопрягаемыми элементами и обеспечить свободный ход подвижным узлам.

После контрольной сборки уплотнения вместе с крышками поступают на монтаж. Полосы радиальных уплотнений устанавливают заподлицо с уплотнительными поверхностями фланцев и ступицы ротора, образуя с ними одну горизонтальную плоскость. Полосы аксиальных уплотнений устанавливают заподлицо с фланцами ротора в одной образующей плоскости.

Уплотнительные диски центрального уплотнения устанавливают после окончательной выверки вала, центрируют относительно него и фиксируют болтами в направляющем кольце-обойме. На кольце-обойме монтируют также регулирующие пружины.

Таблица 2.5. Допуски на монтаж воздухоподогревателей РВП-98—РВП-41

Наименование	Отклонение или зазор
Зазор между радиальными перегородками частей ротора по всей их высоте, мм	2—3
Эллипсность начальной окружности цевочного обода и эксцентриситет ее относительно вала, мм	Не более 3 мм
Торцовое биение полос, на которые опирается цевочный обод, мм	Не более 2 мм
Осевое биение фланцев и цевочного обода после обработки	Не более 1 мм
Отклонение по обечайке ротора, мм:	
радиальное биение	4
осевое биение	4
Отклонение опорной плоскости подшипника от горизонтали, мм	0,1 мм на его диаметр
Отклонение осей опоры от осей балки, мм	±2
Отклонение от горизонтали по базовой поверхности, мм	Не более 0,2 мм
Отклонение вала от вертикали, мм	2 на всю длину
Неточность измерений при сопоставлении восьми замеров не должна превышать, мм	0,3
Радиальное и осевое биение опорного фланца вала, мм	Не более 0,1 мм
Зазор между фланцем вала и опорным диском ротора в любом месте плоскости разреза, мм	Не более 0,1 мм
Предельные отклонения межцентрового расстояния цевочного привода, мм:	
от 1000 до 2000 мм	±0,85
от 2000 до 5000 мм	±1,0
Отклонение от горизонтали оси цевок обода, мм	Не более 0,5 мм
Зазоры между ротором и уплотнениями до первой растопки котла, мм	
по воздухоподогревателям ТКЗ	20
для плит радиальных и аксиальных уплотнений	20
для колодок периферийных уплотнений	15
для обойм центральных уплотнений:	8—10
верхняя	
нижняя	
по воздухоподогревателям ЗиО	
для плит радиальных уплотнений:	
верхние	5
нижние	20
для плит аксиальных уплотнений:	
верхние	30
нижние	30

Допуски на монтаж воздухоподогревателей РВП-98 --- РВП-41 приведены в табл. 2.5.

Пробный пуск и обкатка регенеративных воздухоподогревателей производится после завершения всех работ, проверки чистоты внутренних поверхностей и проведения пробного пуска привода и маслосистемы. Насосы маслостанции и привод (мотор и редуктор) опробуются в течение 2 ч, а гидропривод — в течение 4 ч.

Пробный пуск и обкатку загруженного ротора производят в течение 8 ч каждым приводом.

При нормальной работе воздухоподогревателя на холостом ходу необходимо провести регулировку уплотнительных устройств для обеспечения тепловых удлинений ротора и вала воздухоподогревателя. Регулировку всех уплотнений следует производить по инструкции завода-изготовителя с участием шеф-персонала.

2.2. МОНТАЖ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЯ РВП-14,5

Регенеративный воздухоподогреватель СХп-32 с диаметром ротора 14,5 м вертикального расположения изготавливается ТКЗ по лицензии фирмы «Крафтенлаген» (ФРГ).

Перед РВП воздух подогревается в калориферной установке и рециркулирует. Воздухоподогреватель с диаметром ротора 14,5 м выполнен с металлической опорной балкой (расположенной на фундаменте воздухоподогревателя), на которую установлена нижняя подшипниковая опора, и через опорное кольцо ступицы опирается ротор (рис. 2.6, 2.7).

Ротор состоит из ступицы, радиальных и тангенциальных перегородок, уплотнительных фланцев и цевочного обода. Радиальные перегородки, закрепленные на ступице, разделяют ротор на секторы, которые в свою очередь делятся тангенциальными перегородками на отсеки, куда устанавливаются пакеты набивки, состоящие из гофрированно-шпунтованных листов.

Пакеты образуют на поверхности нагрева холодную и горячую части ротора. Холодные пакеты из эмалированных листов высотой 450 мм располагаются в нижней части ротора. Горячие пакеты из стальных листов толщиной 0,5 мм, высотой 700 мм располагаются в верхней части ротора. На холодной стороне тангенциальные перегородки отсутствуют, что позволяет пакеты вынимать радиально в направлении к кожуху воздухоподогревателя. Холодные и горячие пакеты устанавливаются на опорных рамах ротора ярусами в три слоя (рис. 2.6, б).

Ступица ротора массой 12,46 т свальцована из стального листа толщиной 40 мм с приварными цапфами. В холодной части ротора предусмотрен цевочный обод, который через приводную звездочку сообщает ротору вращательное движение.

Ротор массой 97,09 т поставляется на монтаж следующими узлами: блок ступицы, центральная часть (россыпью), 12 блоков периферийной части и цевочный обод, заблокированный частями. Ротор заключен в неподвижный корпус, на крышках которого имеется система подводящих и отводящих газозоводов.

Корпус воздухоподогревателя представляет сварную конструкцию, состоящую из кожуха, верхнего и нижнего колец, соединенных листами обшивки, распорок крышки и дна, двух порталов. Распорки крыш-

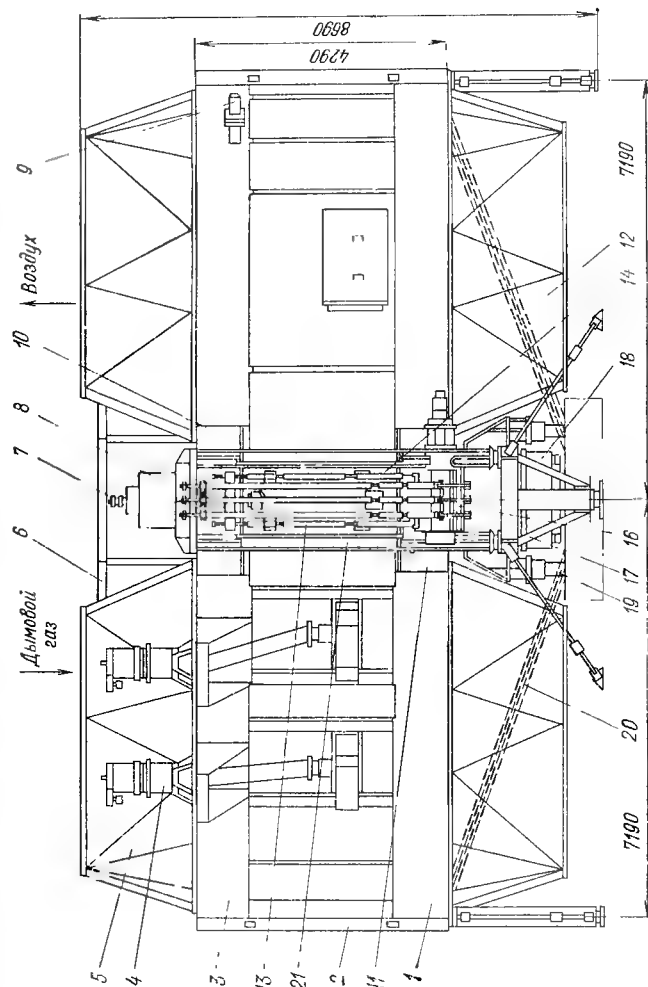


Рис. 2.6. Регенеративный воздухоподогреватель РВП-14,5 (общий вид).

1 — кольцо дна; 2 — опора корпуса; 3 — кольцо крышки; 4 — электрический привод; 5 — патрубок канала газов (горячая сторона); 6 — противопожарное устройство; 7 — контроль числа оборотов; 8 — направляющий подшипник; 9 — устройство сигнализации тревоги; 10 — распорка крышки; 11 — распорка дна; 12 — патрубок воздушного канала (холодная сторона); 13 — устройство перестановки; 14 — уплотнение кожуха; 15 — самоустанавливающаяся опора; 16 — сальник нижний; 17 — опорная рама корпуса; 18 — опора; 19 — подъемное устройство ротора; 20 — опора портала; 21 — опора портала.

устройства с эксцентриками, включая рычаги плит уплотнения кожуха. Эксцентрики приводятся в действие мотор-редуктором.

Воздухоподогреватель снабжен самооблудочными устройствами, противопожарным оборудованием, устройством сигнализации пожара, набивкой воздухоподогревателя и системой контроля частоты вращения. Для монтажа и ремонта предусмотрено подъемное устройство ротора, в комплект которого входят четыре гидравлических домкрата грузоподъемностью до 200 т каждый с маслонасосной станцией.

Перечень заводских поставочных и монтажных блоков приведен в табл. 2.6.

Таблица 2.6. Заводские поставочные и монтажные блоки РВП-14.5

Наименование	Заводские блоки		Монтажные блоки	
	количество, шт.	масса, т	количество, шт.	масса, т
Ротор № 1 со ступицей	1	13,56	1	22,3
Ротор № 2	12	81,6	4	84,4
Распорка дна	1	11,7	1	15,2
Распорка крышки	1	11,52	1	15,38
Штуцера канала воздуха	1	12,0	1	14,0
Штуцера канала газа	1	12,0	1	14,2
Итого:	17	145,38	9	165,48
Пакеты горячего слоя	—	205,90	—	205,90
Пакеты холодного слоя	—	103,40	—	103,40
Разные металлоконструкции	—	62,66	—	42,56
Масса 1 аппарата, т	—	371,96	—	351,86

Технологическая последовательность монтажа РВП-14,5: монтаж опорного подшипника и подъемного устройства ротора, опорных рам корпуса, блока распорки дна с радиальными уплотнениями, блоков нижних штуцеров с кольцом дна, опоры корпуса в районе штуцеров, опоры портала, опоры корпуса;

установка деталей нижнего окружного уплотнения и нижнего сальника;

монтаж блока ротора № 1, блоков ротора № 2 (блока № 4) и установка правых несущих конструкций, блока распорки крышки с радиальным уплотнением, кольца крышки, верхнего сальника и направляющего подшипника;

установка уплотнения кожуха и устройства перестановки пружины;

монтаж электромеханического привода, верхнего окружного уплотнения;

загрузка ротора пакетами холодной и горячей набивки;

монтаж кожуха корпуса;

механическая обработка фланцев ротора и цевочного обода воздухоподогревателя;

монтаж верхних штуцеров, прочего оборудования;

пуско-наладочные работы.

2.3. МОНТАЖ ТРУБЧАТЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Поверхность нагрева воздухоподогревателя состоит из отдельных секций, каждая из которых представляет собой пакет вертикальных труб наружным диаметром 40 или 51 мм, приваренных к трубным доскам. Трубчатые воздухоподогреватели подогревают воздух до 400°С. Дымовые газы движутся сверху вниз внутри труб, а воздух проходит между расположенными в шахматном порядке трубами. Из нижних секций воздух направляется в следующий ряд по перепускным коробам или по вертикальным каналам между секциями (рис. 2.8). Тепловое расширение секции воспринимается линзовыми компенсаторами, расположенными над трубными секциями.

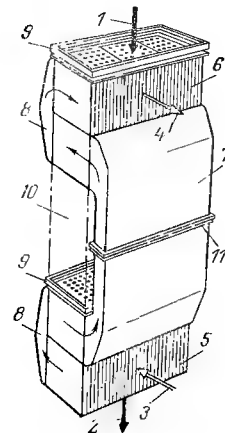


Рис. 2.8. Трубчатый воздухоподогреватель двухъярусный.

1 — вход газов; 2 — выход газов; 3 — вход воздуха; 4 — выход воздуха; 5 — нижние кубы; 6 — верхние кубы; 7 и 8 — перепускные короба; 9 — наружный компенсатор; 10 — место установки водяного «экономайзера»; 11 — компенсатор на перепускном коробе.

Трубчатые воздухоподогреватели поставляются в виде собранных секций и устанавливаются в конвективной шахте. Для некоторых котлов большой производительности при сжигании низкосортных топлив воздухоподогреватели устанавливаются отдельно за пределами котла.

Сборочные единицы воздухоподогревателя проверяются на заводе-изготовителе расчетом на жесткость, обеспечивающим безопасность погружно-разгрузочных и монтажных работ.

Отклонения размеров готовых секций и правильность их монтажа должны соответствовать установленным допускам (табл. 2.7 и 2.8).

Таблица 2.7. Отклонение размеров готовых секций ТВП

Наименование	Отклонение, мм, при размерах	
	до 4,5 м	свыше 4,5 м
Высота секции	±4	±6
Размеры сторон секции	±4	±6
Разность диагоналей	6	8
Отклонение вертикальной оси секции	8	10
Прогиб трубных досок в секции:		
на 1 м	5	
на всю длину (не более)	12	

Таблица 2.8. Допуски при монтаже трубчатых воздухоподогревателей

Наименование	Отклонение
Горизонтальность верхней части установленной рамы (на всю длину рамы), мм	3
Высотная отметка верха рамы, мм	10
Отклонение установленных секций от вертикали, мм	5
Разница отметок трубных досок соседних секций, мм	5
Отклонение величины растяжки линзового компенсатора, мм	5
Смещение секций относительно каркаса конвективной части котла, мм	5
Верхняя отметка воздухоподогревателя, мм	15

Качество сварки проверяют внешним осмотром. Швы должны быть ровными и плотными.

Плотность сварных швов перепускной системы компенсаторов и опорных рам проверяется керосином. Контроль плотности приварки труб к трубным доскам осуществляется на заводе-изготовителе.

В процессе монтажа проверяют зазоры, растяжки компенсаторов, а также порядок установки и приварки уплотнительных и стопорных полос.

2.4. ПОДГОТОВКА ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН К МОНТАЖУ

Для непрерывной подачи воздуха, необходимого для горения топлива и отвода дымовых газов, применяются тягодутьевые машины — вентиляторы и дымососы.

Дутьевые вентиляторы подают в топочную камеру воздух под давлением, достаточным для преодоления сопротивления воздухоподогревателя, воздушного тракта котла и горелок; вентиляторы горячего дутья подают в топку первичный воздух, но нагретый до более высокой температуры (350—400°С).

Дымососы предназначены для создания искусственной тяги, необходимой для преодоления дымовыми газами сопротивления поверхностей нагрева котла, газоходов и золоулавливающего устройства. Дымососы устанавливаются после золоуловителей или за воздухоподогревателем для газомазутных котлов.

Дымососы рециркуляции применяются для отсоса части дымовых газов с температурой до 400°С из района конвективной шахты и возвращения их в топочную камеру для уменьшения шлакования, а также для регулирования температуры перегретого пара.

Тягодутьевые машины классифицируются по типу лопаток рабочего колеса в зависимости от угла между касательной и выходной кромкой лопатки и окружной скорости. Если угол острый — лопатки называются загнутыми вперед, если угол прямой — радиальными, если тупой — загнутыми назад.

По конструктивному выполнению тягодутьевые машины подразделяются на двухопорные машины, у которых рабочее колесо установ-

лено между подшипниками, и на консольные — рабочее колесо установлено за подшипником на консольной части вала.

По числу всасывающих карманов тягодутьевые машины подразделяются на машины двустороннего и одностороннего всасывания.

Тягодутьевые машины также классифицируются по создаваемому напору, по быстроходности или критерию частоты вращения и могут подразделяться на машины малой, средней и большой быстроходности.

Приведенные классификации тягодутьевых машин находят отражение в их маркировке. Применяются следующие условные обозначения.

Для вентиляторов: В — вентилятор; Д — дутьевой; Н — с загнутыми назад лопатками; Г — горячего дутья; М — мельничный; ВСМ — мельничный для валковых среднеходных мельниц.

Для дымососов: Д — дымосос; О — осевой; Н — лопатки, загнутые назад; П — более широкая лопатка. Цифра после букв обозначает диаметр рабочего колеса в дециметрах, цифры в виде дроби показывают в числителе производительность в тыс. м³/ч, в знаменателе — полный напор (с округлением) в мм вод. ст.

Вентиляторы типов ВД, ВГД, ВМ и ВСМ выполняются консольной конструкции с односторонним всасыванием. Вентиляторы типа ВДН изготавливаются для одностороннего и двустороннего всасывания. В конце обозначения типоразмеров машин двустороннего всасывания ставится цифра 2 (например, ВДН-24×2).

Дутьевые вентиляторы и дымососы одностороннего и двустороннего всасывания являются центробежными агрегатами и применяются для котлов производительностью до 670 т/ч. Для котлов производительностью 1000, 1650, 2650 и 3950 т/ч применяются центробежные дутьевые вентиляторы двустороннего всасывания и осевые, а также дымососы осевого типа, имеющие высокий коэффициент полезного действия.

Дымососы и вентиляторы изготавливаются правого (ротор вращается по часовой стрелке, если смотреть со стороны электродвигателя) и левого (ротор вращается против часовой стрелки) вращения.

Крыльчатки всех тягодутьевых машин подвергаются на заводе-изготовителе статической балансировке, ротор в сборе — динамической балансировке.

Все ходовые части крупногабаритных дымососов и вентиляторов с посаженными рабочими колесами проходят на заводе-изготовителе обкатку при рабочей частоте вращения до установленной температуры корпусов подшипников, но не менее 1 ч. Контрольная сборка дымососов и вентиляторов производится выборочно (не менее 20% выпуска). При обкатке дымососов и вентиляторов проверяют отсутствие подтекания масла через крышки подшипников, манжеты, пробки и др.; вибрация подшипников ходовой части должна быть 0,14 мм при 600 об/мин, 0,12 мм при 750 об/мин и 0,1 мм при 1000 об/мин.

Дымососы и дутьевые вентиляторы ДН-12,5 и ДН-9 обкатываются при частоте вращения 1000 об/мин. Продолжительность обкатки 1 ч. Допускается повышение температуры корпуса электродвигателя, но не выше 45°С.

Как правило, заводы-изготовители тягодутьевых машин гарантируют их консервацию для хранения в течение 6 мес со дня отгрузки. При более длительном хранении необходимо проверить состояние оборудования и в случае необходимости произвести его переконсервацию.

Поставка тягодутьевых машин одностороннего всасывания производится в собранном виде и крупными блоками. Машины двусторонне-

го всасывания из-за больших габаритов поставляются отдельными узлами и частично блоками.

Улитки крупных дымососов и вентиляторов отгружаются без упаковки. Направляющие аппараты и всасывающие воронки отправляются упакованными в ящиках-клетках. Рабочее колесо и ходовая часть отгружаются в собранном виде на специальной подставке. Дымососы

Таблица 2.9. Допуски при установке вентилятора или дымососа (для всех машин)

Наименование	Допуск
Допуск на отклонение осей агрегата от проектных в горизонтальной плоскости, мм	Не более $+5$ мм
Допуск на отклонение установки агрегата по высоте, мм	Не более ± 5 мм
Отклонение горизонтальной установки (на 1 м длины), мм	$\pm 0,1$
Смещение осей отверстий в фундаментной раме от проектных, мм	± 5
Занижение по высоте рамы электродвигателя по отношению к раме агрегата, мм	3—5

ДН-12,5 и ДН-9 поставляются в собранном виде на раме и комплектно с электродвигателем.

Конструкция всех тягодутьевых машин не рассчитана на восприятие нагрузок от массы и теплового расширения подводящих и отводящих газозовдухпроводов. Перед агрегатами и за ними должны устанавливаться компенсаторы.

На сборочной площадке рекомендуется выполнять следующие работы в соответствии с действующими технологическими условиями:

укрупнить заводские узлы вентиляторов и дымососов одностороннего всасывания;

собрать вентиляторы и дымососы одностороннего всасывания на своих фундаментных рамах вместе с электродвигателями, в том числе расточить и насадить полумуфту на вал электродвигателя и прицентровать его к тягодутьевой машине; собрать кожухи дымососов двустороннего всасывания, в том числе соединить сваркой улитку в заданном угле разворота со всасывающими карманами, сварить раму, установить и приварить опорные швеллеры;

собрать корпус осевого дымососа с коком и передней частью диффузора.

При установке вентиляторов и дымососов всех типов следует выдерживать проектные размеры с допусками (табл. 2.9).

Перед установкой электродвигателя и соединением его с агрегатом необходимо проверить полумуфту электродвигателя, слить с парной муфтой агрегата и убедиться, что центры отверстий ведущей и ведомой полумуфт для вала и соединительных пальцев совпадают и муфты не имеют трещин и раковин.

При совмещении расточек или наружных диаметров полумуфт смещение отверстий для пальцев по окружности и шагу должно быть не более $\pm 0,2$ мм.

Отверстие для вала и в полумуфте электродвигателя растачивается на заводе-изготовителе предварительно, поэтому окончательную расточку следует произвести на монтаже по валу электродвигателя с посадкой по указанию завода-изготовителя.

При установке электродвигателя зазор между торцами полумуфт упругой втулочно-пальцевой муфты (при роторе электродвигателя, придвинутом в сторону механизма) должен быть не менее 5 мм. Под

Таблица 2.10. Допуски на приемку фундаментов под тягодутьевые машины

Наименование	Допуск
Отклонение по размерам в плане, мм	± 30
Отклонение высотной отметки поверхности фундамента (без учета высоты подливки), мм	-30
Отклонение по размерам колодцев в плане, мм	$+20$
Смещение осей колодцев для фундаментных болтов от проектных, мм	Не более ± 10
Отклонение глубины отверстий для фундаментных болтов, мм	$+20$
Смещение осей фундаментных болтов, заделанных в фундаменте, мм	± 5

лапы электродвигателя должны быть уложены подкладки общей толщиной не менее 3 мм для перекладки его в процессе эксплуатации.

Перед приемкой необходимо освободить фундамент от опалубки, очистить от остатков раствора, бетона и мусора колодцы для анкерных болтов, убедиться в отсутствии трещин, раковин, пустот и оголенной арматуры.

Фактические высотные отметки фундамента должны быть на 30—40 мм ниже проектной отметки установки подошвы фундаментной рамы, а для дымососа типа ДОД — на 50—80 мм. Это позволяет устанавливать подкладки и выполнять заливку фундаментной рамы. На фундаменте укладывают металлические подкладки, которые делятся на установочные (толщиной 5 мм и более) и доборные (регулируемые) — в пределах 0,5—5 мм. Количество подкладок в одном пакете не должно превышать 3—4 шт.

Нагрузка на все подкладки должна распределяться равномерно из расчета нагрузки от массы оборудования не более 24—40 кгс/см². После окончательной центровки агрегата подкладки прихватываются между собой и к фундаментной раме сваркой, а затем замоноличиваются при подачке фундамента.

Установка тягодутьевых машин на фундаменты завершается подливкой, которую выполняют после окончания монтажных работ по выверке и рихтовке дымососов и вентиляторов при температуре окружающего воздуха не ниже $+5^{\circ}\text{C}$.

Для приготовления бетонного раствора применяют портландцемент или глиноземистый цемент марки 300—400, гравий или мелкий щебень с размером зерен не более 15 мм и крупный речной песок.

При приемке фундаментов следует выдерживать допуски, приведенные в табл. 2. 10.

2.5. МОНТАЖ ОСЕВЫХ ДЫМОСОСОВ И ВЕНТИЛЯТОРОВ

Основными узлами осевых дымососов и вентиляторов являются рабочие колеса первой и второй ступеней (по ходу движения дымовых газов), ходовая часть, корпус, всасывающий карман, диффузор, опоры и два направляющих аппарата с общим приводом. Дымососы типа ДОД выполняются только левого вращения.

Рабочие колеса первой и второй ступеней каждого типоразмера выполняются одинаковыми и представляют собой сварную конструкцию, состоящую из цилиндрической втулки и приваренных к ней 18 лопаток.

Ходовая часть дымососов ДОД-28,5 и ДОД-31,5 состоит из цельнокованого вала, двух подшипниковых опор (радиально-упорной и радиальной), тормоза и двухвещовой зубчатой муфты, соединяющей вал с электродвигателем.

Корпус дымососов цилиндрический, сварной, состоит из трех частей и кока. В первой части корпуса помещаются входной направляющий аппарат и рабочее колесо первой ступени, во второй — промежуточный направляющий аппарат и рабочее колесо второй ступени, в третьей — спрямляющий аппарат и радиальная опора ходовой части. Все три части имеют общий разъем в горизонтальной плоскости, проходящей через ось вращения ходовой части дымососов и разделяющей корпус на нижнюю и верхнюю части.

Всасывающий карман дымососов ДОД-41 и ДОД-43 также состоит из двух половин. Разъем выполнен не по оси симметрии, а параллельно всасывающему фланцу. Нижний цельный блок всасывающего кармана с полуворонкой сваривается на заводе-изготовителе и при транспортировке по железной дороге вписывается в негабаритность нулевой стеной даже для большого типоразмера (дымосос ДОД-43). Вторая часть кармана поставляется в виде четырех щитов: передняя стенка, задняя стенка с полуворонкой и две боковые стенки.

Для монтажа и демонтажа трансмиссионного вала во втулке установлен монорейс с двумя ручными таями.

Направляющие аппараты первой и второй ступеней служат для синхронного регулирования производительности дымососа и имеют общий привод от электрического исполнительного механизма.

Для котлов, сжигающих твердое топливо, корпус дымососа от износа защищен изнутри смесными броневыми листами. Для котлов, сжигающих газ и мазут, применяются осевые дымососы типа ДОД с индексом ГМ без броневой защиты корпуса и диффузора.

Дымосос ДОД-31,5Ф является форсированной модификацией базового варианта дымососа ДОД-31,5 и отличается от последнего повышенным напором, который обеспечивается ротором ИВ 20, приварных лопаток специального профиля в каждой ступени.

Смазка подшипников ходовой части жидкая циркуляционная от масляной станции, установленной в утепленном помещении (одна на два дымососа). Маслопроводы прокладываются от масляной станции к дымососам вместе с обогревающими трубами-спутниками и покрываются тепловой изоляцией. Допустимая температура подшипников ходовой части не должна превышать 70°С.

Осевой двухступенчатый дутьевой вентилятор ВДОД-31 предназначен для подачи воздуха в топку котлов производительностью 1650 и 2650 т/ч, работающих на уравновешенной тяге.

Вентилятор изготавливается только левого вращения. По конструктивному выполнению осевой вентилятор ВДОД-31,5 аналогичен осе-

вому дымососу ДОД-31,5. Однако масса его значительно снижена за счет уменьшения толщины стенок корпуса, а также отсутствия броневых плит.

Все дымососы и вентиляторы проходят на заводе-изготовителе контрольную сборку и обкатку в течение 3 ч при рабочей частоте вра-

Таблица 2.11. Дымососы и вентиляторы двухступенчатые осевые

Марка электро- двигательной машины	Диаметр рабоче- го колеса, мм	Подача, тыс. м³/ч	Давление, кгс/м²	Мощность при- вода, кВт	Частота враще- ния, об/мин	Температура га- зов, °С	Масса, т		Завод-изго- товитель
							машин без электродви- гателя	рабочего ко- леса (одна ступень)	
Осевые двухступенчатые дымососы типа ДОД									
ДОД-3	4300	1520	462	2500	375	100	109,3	5,7	Барнаульский котельный завод ПО «Сибнефто- маш»
ДОД-41	4100	1220	420	1880	375	100	103,3	5,5	
ДОД-31,5Ф	3156	985	500	1790	500	100	54,3	2,8	
ДОД-31,5ГМ	3156	985	500	1790	500	100	52,3	2,8	
ДОД-31,5	3156	845	444	1360	500	100	53,8	2,5	
ДОД-31,5ФГМ	3156	845	444	1360	500	100	51,3	2,5	
ДОД-28,5	2800	680	523	1310	600	100	46,8	2,2	
ДОД-28,5ГМ	2800	680	523	1310	600	100	44,7	2,2	
Осевой двухступенчатый дутьевой вентилятор типа ВДОД									
ВДОД-31,5	3176	800	637	2000	600	30	52,4	3,7	

Примечание. ДОД — дымосос осевой двухступенчатый; ВДОД — вентилятор дутьевой осевой двухступенчатый; первая цифра — диаметр рабочего колеса; Ф — форсированный.

щения. Установившаяся температура корпуса подшипника не должна превышать 60°С.

При обкатке тягодутьевых машин проверяется отсутствие подтекания масла из корпуса подшипников ходовой части. Вибрация подшипников ходовой части для дымососов ДОД-28,5 и ВДОД-31,5 не должна превышать 0,14, для остальных дымососов типа ДОД 0,15 мм.

После контрольной сборки узлы тягодутьевых машин маркируют по заводской маркировочной схеме.

Консервация узлов допускает хранение тягодутьевых машин без переконсервации в течение 9 мес со дня отгрузки с завода-изготовителя.

Все элементы отгружаются отдельными узлами без упаковки. Машины монтируются с участием представителя завода-изготовителя.

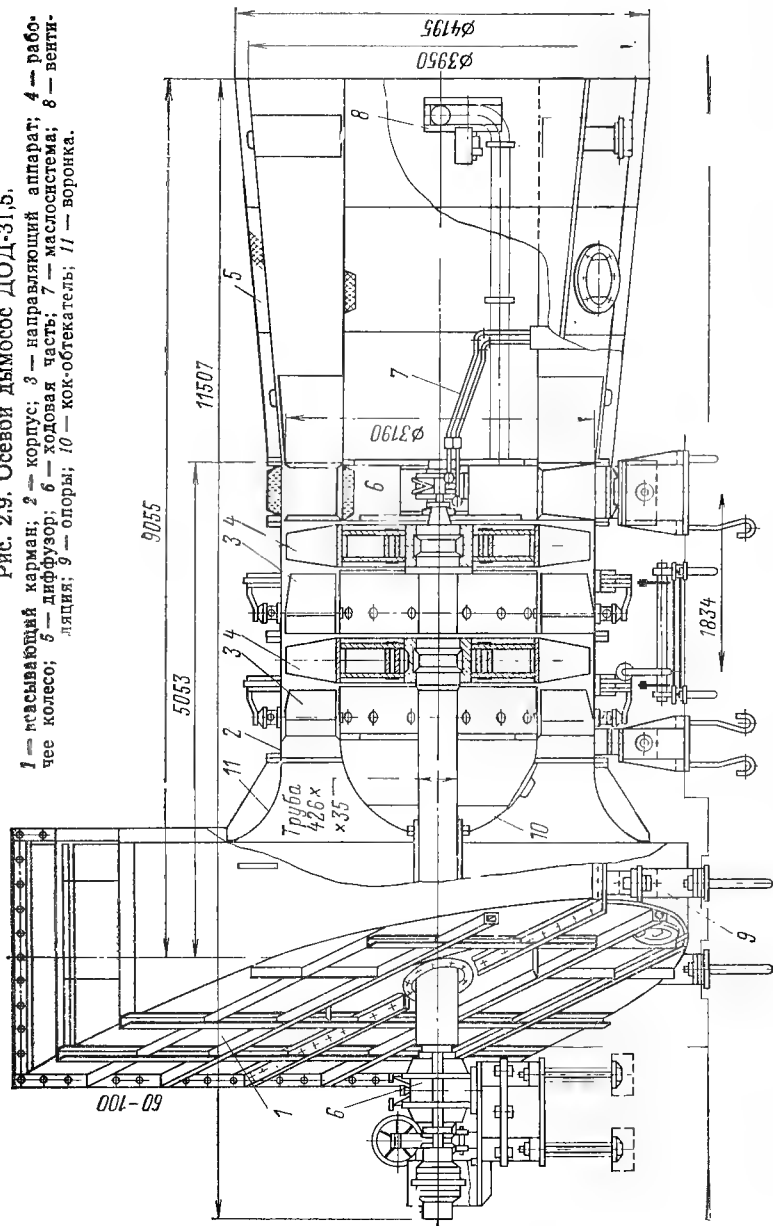
Дымососы рассчитаны на продолжительный режим работы в помещениях и на открытом воздухе (рис. 2.9 и табл. 2.11).

Установка осевого дымососа или вентилятора проводится в следующей последовательности:

подготавливают необходимые стальные подкладки, которые укладывают на фундамент с двух сторон каждого колодца под анкерные болты;

Рис. 2.9. Осевой дымосос ДОД-31,5.

1 — всасывающий карман; 2 — корпус; 3 — направляющий аппарат; 4 — рабочее колесо; 5 — диффузор; 6 — ходовая часть; 7 — маслостена; 8 — вентиляция; 9 — опоры; 10 — кок-обтекатели; 11 — воронка.



3-19

проверяют состояние опорных поверхностей лап корпуса и диффузора, подставок, плит и подшипников;
подвешивают к опорным подставкам фундаментные болты;
устанавливают на подставки верхнюю часть корпуса машины;
укладывают шпонки продольного упора под лапами третьей части корпуса, выставляют и фиксируют тепловые зазоры в узлах крепления лап первой и третьей частей корпуса;

выверяют тепловые зазоры по контрольным рискам на лапах и подставке;

проверяют качество крепления закрывков направляющих аппаратов и стопорения внутренних болтов и гаек;

фиксируют тепловые зазоры в узлах крепления лап путем установки временных металлических монтажных шайб толщиной 2—3 мм, после чего лапы плотно приворачивают к подставкам;

выставляют на фундаменте и закрепляют подставку опорно-упорного подшипника, устанавливают ротор. Осевой зазор между торцом колеса второй ступени и обтекателем корпуса должен быть выдержан в соответствии с маркировкой;

напрессовывают на вал электродвигателя зубчатую втулку в сборе с крышкой и уплотнительным фланцем, затем надевают зубчатую обойму и электродвигатель с рамой устанавливают на фундаменте;

выверяют нижнюю часть корпуса, ходовую часть и электродвигатель относительно главных осей фундамента в плане и по высотным отметкам;

устанавливают последовательно на фундаменте подставки всасывающего кармана, предварительно сняв ротор;

устанавливают на подставки нижнюю часть кармана между фланцами корпуса и всасывающей воронкой и нижний сегмент разрезного фланца с прокладками;

устанавливают в проектное положение нижнюю часть кока и нижнюю крышку защитного кожуха опорного подшипника;

устанавливают на место ротор и закрепляют его опоры, при этом должны быть обеспечены допуски, которые приведены в табл. 2.12;

заливают колодцы фундаментных болтов подставок корпуса бетонной смесью ниже верха колодца на 60—100 мм; устанавливают и закрепляют верхнюю часть корпуса машины на прокладках и верхнюю часть кока; окончательно выставляют на фундаменте и крепят к корпусу нижнюю часть кармана с подставками, обеспечивая плотное прилегание упоров к сопрягаемым поверхностям лап. Тепловые зазоры выверяют по контрольным рискам на лапах кармана и подставках, они должны быть зафиксированы плотной затяжкой гаек;

монтируют защитный кожух опорного подшипника и сальниковые уплотнения, отделяющие внутреннюю полость обтекателя третьей части корпуса от проточной части машины;

закрепляют опорные плиты к лапам нижнего сектора диффузора, устанавливают нижний сектор на фундамент и соединяют с корпусом; состыковывают передний конец трубы диффузора с обтекателем корпуса, а задний конец укладывают на временную опору;

устанавливают остальные три сектора диффузора согласно маркировке и приваривают распорные ребра между трубой и конусом диффузора;

устанавливают асбестовые подкладки между фланцами корпуса, всасывающего кармана и передней частью диффузора;

прицентровывают вал электродвигателя к валу ротора машины;

подливают фундаментные рамы, плиты и подставки до уровня, указанного в чертежах фундамента.

Наименование	Допуск, мм
Радиальные зазоры между торцами лопаток рабочих колес и корпусом	4—8,5
Осевые зазоры между торцами рабочих колес и обтекателями корпуса:	
со стороны всасывания	20
со стороны нагнетания	30
Суммарный зазор между поворотным кольцом направляющего аппарата и диаметрально противоположно расположенными роликами	4—6
Зазор между поворотным кольцом направляющего аппарата и нижними роликами на холодной машине	4—6
Отклонение расстояния между закрылками направляющих	Не более 10
Уклон маслопроводов в сторону резервуара от стойника	1/40
Расстояние между торцами полумуфт при сдвинутых роторах	5—6
Разность между замерами аксиальных или радиальных зазоров при центровке	0,08
Допустимое радиальное и осевое биение полумуфт по наружному диаметру	Не более 0,15—0,2

Монтаж дымососов и вентиляторов двустороннего всасывания

Дымососы выпускаются в трех исполнениях:

- типа ДН×2 — с противоизносной защитой внутренних поверхностей улиток и всасывающих карманов, а также рабочих поверхностей лопаток рабочих колес — базовое исполнение;
- типа ДИ×2 — с противоизносной защитой только внутренних поверхностей улиток и всасывающих карманов;
- типа ДН×2ГМ — без противоизносной защиты для газомазутных котлов.

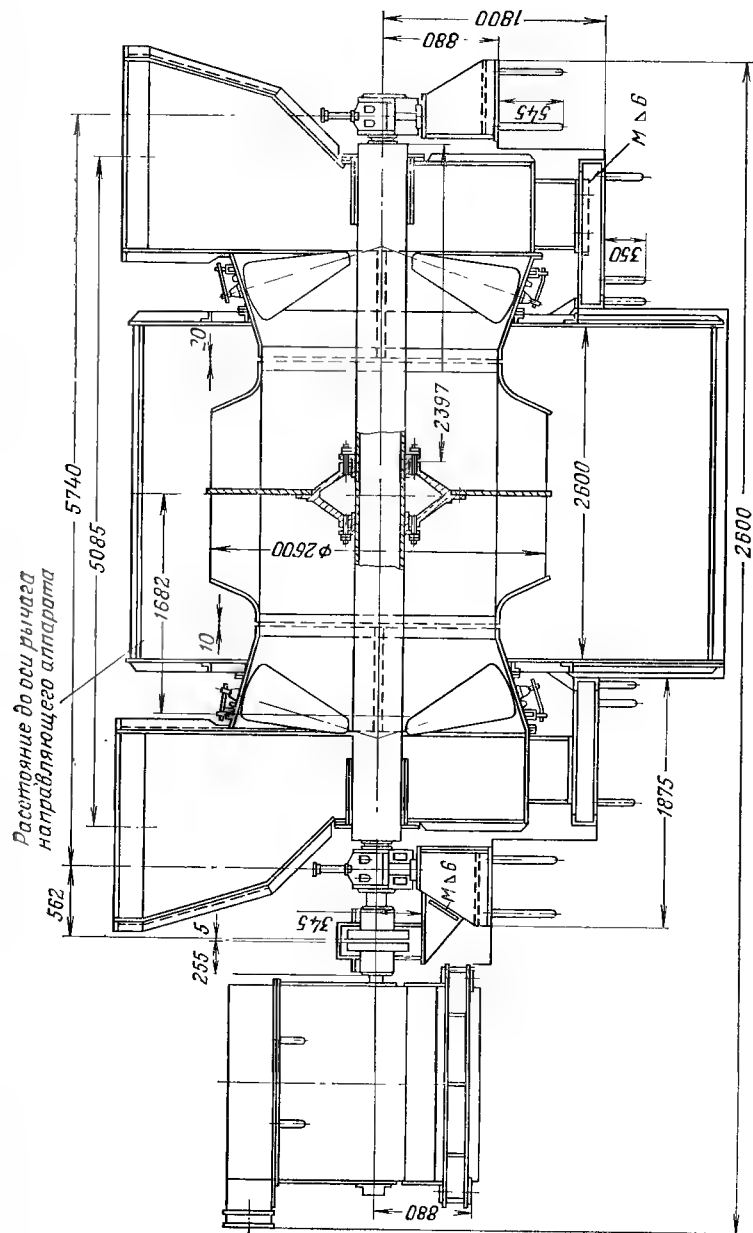


Рис. 2.10. Дымосос двустороннего всасывания.

Дымососы изготавливаются левого и правого вращения. Основными узлами дымососов являются рабочее колесо, ходовая часть, улитка, два всасывающих кармана и два осевых направляющих аппарата (рис. 2.10).

При установке дымососов на пылеугольные котлы внутренние поверхности улитки и всасывающих карманов защищаются броневыми плитами, заменяемыми по мере износа.

Для газомазутных котлов дымососы Д-25×2-ШБ и Д-21,5×2у поставляются без брони.

Установка дымососов с лопатками, загнутыми назад, в основном отличается тем, что их кожухи собирают на фланцах с помощью болтовых соединений, а не на сварке, кроме того, для регулирования производительности дымососы вместо шибберных направляющих аппаратов оборудованы осевыми направляющими аппаратами, устанавливаемыми между улиткой и всасывающими карманами.

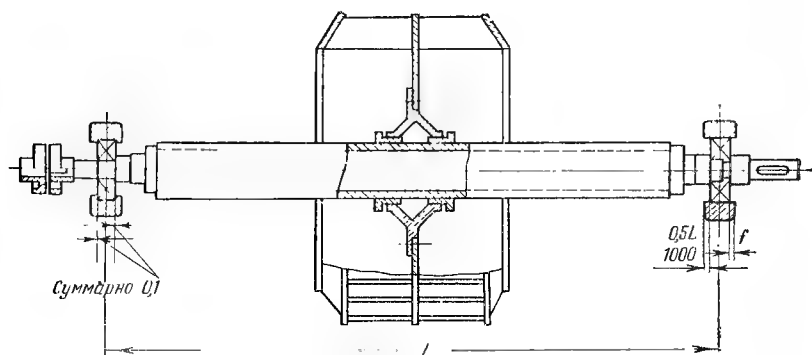


Рис. 2.11. Монтаж ротора дымососа.

Последовательность монтажа дымососов следующая: собирают улитки со всасывающими карманами и осевыми направляющими аппаратами, а также приваривают подставки под всасывающие карманы;

устанавливают кожух на фундамент и выверяют по осям фундамента и по высотной отметке оси вала;

отсоединяют съемные части кожуха, снимают крышки подшипников, после чего вынимают вал с насаженным рабочим колесом;

устанавливают на фундамент корпуса подшипников, затем в кожух и подшипники укладывают вал с рабочим колесом, горизонтальность положения вала проверяют по гидроуровню (рис. 2.11);

выверяют корпуса подшипников по отношению к валу, производят окончательную сборку и выверку всего агрегата.

Вентиляторы типа ВДН-36×2 и ВДН-25×2 предназначены для подачи воздуха в топку котлов, работающих под наддувом.

Основные узлы воздухоудовок те же, что у дымососов, только крыльчатка сварной конструкции состоит из 16 пустотелых профильных лопаток, загнутых назад.

Вентилятор ВДН-24×2-Пу также двустороннего всасывания, предназначен для подачи воздуха в топку котла с уравновешенной тягой. Крыльчатка сварной конструкции состоит из десяти загнутых назад лопаток, расположенных между основным и двумя коническими дисками.

Таблица 2.13. Дымососы и вентиляторы двустороннего всасывания (изготовитель — Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнергомаш»)

Марка дымососа или вентилятора	Диаметр рабочего колеса, мм	Податок, тыс. м³/ч	Давление, кгс/м²	Мощность привода, кВт	Частота вращения, об/мин	Температура газов, °С	Масса, т (без электродвигателя)	Масса рабочего колеса, т
Дымососы								
Д-25-2ШБ	2500	650	500	1290	670	100	26,7	
Д-25-2ШБ-ГМ	2500	650	500	1290	600	100	20,6	
ДН-26 × 2-0,62	2600	477	461	749	750	100	29,1	2,87
ДН-26 × 2-0,62ГМ	2600	477	461	749	750	100	25,9	2,87
ДН-21 × 2-0,62	2400	375	393	502	750	100	21,5	2,02
ДН-21 × 2-0,62ГМ	2400	375	393	502	750	100	18,8	
ДН-22 × 2-0,62	2200	289	330	325	750	100	18,4	1,66
ДН-22 × 2-0,62ГМ	2200	289	330	325	750	100	16,1	1,66
Вентиляторы								
ВДН-36 × 2	3600	1550	1350	6400	920	30	54,7	26,2
ВДН-25 × 2	2500	550	780	1400	1000	30	26,8	11,2
ВДН-24 × 2-Пу	2400	500	370	735	650	30	19	5,6

Ходовая часть по конструкции аналогична дымососу ДН×2. Дымосос рассчитан на продолжительный режим работы в помещениях и на открытом воздухе в условиях умеренного климата.

В комплект поставки входят: улитка — 1 шт., всасывающие карманы — 2 шт., ходовая часть с рабочим колесом — 1 компл., рамы под всасывающие карманы — 2, электродвигатель — 1.

Установка вентиляторов производится в следующей последовательности:

устанавливают на заранее подготовленные места фундамента нижнюю часть улитки с заведенными в нее фундаментными болтами;

устанавливают рамы под карманы и подставки под ходовую часть; устанавливают в соответствии с маркировкой нижние части корпусов направляющих аппаратов и закрепляют на четыре болта к нижней части улитки вентилятора;

устанавливают нижние части карманов на рамы и закрепляют болтами к раме и к нижней части направляющего аппарата;

заводят ходовую часть в нижнюю часть улитки и устанавливают на подставки;

Таблица 2.14. Допуски при монтаже дымососов и вентиляторов двустороннего всасывания

Наименование	Допуск, мм
Дымососы двустороннего всасывания	
К о ж у х	
Непараллельность боковых листов улитки и карманов	10
Несоосность боковых листов всасывающих карманов и улитки	5
Несоосность и непараллельность всасывающих воронок	3
Овальность всасывающих воронок по внутреннему диаметру	Не более 5
Зазор между шиберами всасывающих карманов и внутренними поверхностями стенок корбов:	
для дымососов всех типоразмеров	5
для дымососов Д-25×2ШУ	10
Максимальный зазор между шиберами в закрытом положении	Не более 4
Подшипники качения	
Осовой зазор между обоймой опорного подшипника и торцевой стенкой корпуса:	
с внешней стороны для обеспечения свободного теплового расширения вала	$f = \frac{1,2 (t + 50) L}{100}$
с противоположной стороны (L, м)	0,5L
Максимальный местный зазор между опорными поверхностями прилегания корпуса подшипников к фундаментной плите	0,1—0,15
Осевые зазоры для опорно-упорного подшипника между обоймами и торцевыми стенками корпуса	0,1
Ротор	
Радиальное биение рабочего колеса	Не более 3
Осевое биение диска по наружному диаметру	Не более 6
Осевое биение по внутреннему диаметру конических дисков	Не более 3
Осевые зазоры между ротором и всасывающими воронками для дымососов:	Со стороны подшипника:
Д-25-2ШБ	опорного 18 упорного 8
ДП-26×2	20 15
ДП-24×2 и ДП-22×2	20 10

Продолжение табл. 2.14

Наименование	Допуск, мм
Вентиляторы двустороннего всасывания	
Осовой зазор между конусными воронками и рабочим колесом на каждую сторону	20
Зазор между лопаткой и корпусом направляющего аппарата	3—5
Зазор по поверхности прилегания лопаток при полном перекрытии	Не более 10

устанавливают и закрепляют болтами верхнюю часть улитки, верхние части направляющих аппаратов и карманов; производят центровку улитки и ходовой части по обработанным торцам рабочего колеса и всасывающих воронок. Зазор между рабочим колесом и всасывающей воронкой должен быть равномерным по всей окружности и одинаковым с обеих сторон рабочего колеса; выполняют центровку ходовой части и корпусов подшипников при помощи металлических подкладок, устанавливаемых под опорной частью подставок.

В табл. 2.13 приведены характеристики дымососов и вентиляторов двустороннего всасывания.

При монтаже дымососов и вентиляторов двустороннего всасывания должны быть выдержаны допуски, указанные в табл. 2. 14.

Монтаж дымососов и вентиляторов одностороннего всасывания

Дымососы типа ДН (табл. 2. 15) предназначены для отсасывания дымовых газов из топок пылеугольных котлов, а также дымовых газов из топок газомазутных котлов паропроизводительностью 320 т/ч.

Дымососы изготавливаются в двух исполнениях:

дымососы типа ДН с противоизносной защитой внутренних поверхностей улиток и рабочих поверхностей лопаток рабочих колес — базовое исполнение;

дымососы типа ДН-ГМ без противоизносной защиты — для газомазутных котлов.

Ходовая часть дымососов ДН-26, ДП-24 и ДП-22 состоит из вала и двух сферических роликоподшипников, расположенных в литом корпусе, имеющем горизонтальный разъем.

Дымососы ДП-12,5, ДП-11,2, ДП-10 и ДН-9 выполняются без специальной ходовой части с непосредственной посадкой рабочего колеса на вал электродвигателя.

В комплект поставки дымососов от гипоразмера ДП-26 до ДН-15 входят следующие узлы: улитка — 1 шт., ходовая часть с фундаментной рамой — 1 шт., рабочее колесо — 1 шт., направляющий аппарат — 1 шт., всасывающая воронка — 1 шт., электродвигатель — 1 шт.

Вентиляторы предназначены для подачи воздуха в топку котлов, работающих под разрежением (табл. 2. 16).

Вентиляторы ВДН-17—ВДП-9 идентичны по конструктивному исполнению с соответствующими типоразмерами дымососам типа ДН.

Конструктивное отличие состоит в отсутствии броневой защиты улитки, меньшей толщине листовых лопаток рабочего колеса и отсутствии накладок. Вентиляторы типоразмеров от ВДН-12,5 до ВДН-8 выполняются без специальной ходовой части с непосредственной посадкой рабочего колеса на вал электродвигателя.

Таблица 2.15. Дымососы одностороннего всасывания

Марка дымососа	Диаметр рабочего колеса, мм	Получа, тыс. м³/ч	Давление, кгс/м²	Мощность привода, кВт	Частота вращения, об/мин	Температура газов, °С	Масса, т (без электродвигателя)	Завод-изготовитель
ДН-26	2600	267	447	403	750	100	10,1	Барнаульский котельный завод ПО „Сибэнерго-маш“
ДН-26ГМ	2600	267	447	403	750	100	8,9	
ДН-24	2400	210	381	270	750	100	8,9	
ДН-24ГМ	2400	210	381	270	750	100	7,9	
ДН-22	2200	162	320	175	750	100	8,0	
ДН-22ГМ	2200	162	320	175	750	100	7,1	
ДН-21	2100	143	585	281	1000	100	5,5	Аргемовский машиностроительный завод
ДН-21ГМ	2100	143	585	281	1000	100	4,7	
ДН-19	1900	102	457	158	1000	100	—	Хабаровский завод „Энергомаш“
ДН-17	1700	73	366	79	1000	100	—	
ДН-15	1500	50	286	49	1000	100	—	
ДН-12,5	1250	27,6	196	17,8	1000	100	1,6	Бийский котельный завод
ДН-11,2	1120	19,3	158	10,4	1000	100	1,3	
ДН-10	1000	13,7	126	5,9	1000	100	0,8	
ДН-9	900	10,0	102	3,5	1000	100	0,6	

Вентиляторы одностороннего всасывания конструктивно аналогичны дымососам и отличаются только деталями рабочего колеса и броней.

Установка дымососов и вентиляторов производится по одной технологической последовательности, и учитывается, что машины монтируются в собранном виде. Если машина поставлена отдельными узлами, то узлы должны быть укрупнены на сборочной площадке.

Монтаж вентилятора или дымососа, поставляемого в собранном виде, выполняют в следующей последовательности:

выверяют агрегат на фундаменте по высотным отметкам, по горизонтали и осям;

устанавливают раму под электродвигатель и выверяют относительно агрегата;

закрепляют агрегат и раму болтами к фундаменту, после чего раму подливают бетоном;

проверяют горизонтальность вала по ватерпасу при отпущенных болтах крепления подшипников и в случае необходимости под корпуса устанавливают подкладки;

Таблица 2.16. Дутьевые вентиляторы одностороннего всасывания

Марка вентилятора	Диаметр рабочего колеса, мм	Получа, тыс. м³/ч	Полное давление, кгс/м²	Мощность привода, кВт	Частота вращения, об/мин	Масса, т	
						вентилятора без электродвигателя	ротора

Изготовитель — Барнаульский котельный завод

ВДН-32Б	3200	475	620	910	750	16,5	4,7
ВДН-31*	3100	275	1057	990	750	12,8	2,9
ВДН-28-П	2800	430	470	650	750	15,8	3,0
ВДН-26-П	2600	350	465	520	750	9,4	2,7
ВДН-24-П	2400	275	405	350	750	8,4	2,5
ВДН-22-П	2200	210	340	225	750	7,6	2,5
ВДН-20-П	2000	222	460	342	1000	5,8	1,8
ВДН-20-П	2000	170	436	247	1000	5,6	1,6
ВДН-18-П	1800	156	382	201	1000	5,2	0,9
ВДН-18-П	1800	117	358	139	1000	5,0	0,8

Изготовитель — хабаровский завод «Энергомаш»

ВДН-17	1700	73	450	110	1000	—	—
ВДН-15	1500	50	350	59	1000	—	—

Изготовитель — Бийский котельный завод

ВДН-12,5	1250	24	251	20	1000	1,5**	—
ВДН-11,2	1120	17	200	11	1000	1,2**	—
ВДН-10	1000	10	162	6,5	1000	0,8**	—
ВДН-9	900	9,0	131	4,0	1000	0,5**	—
ВДН-8	800	6,0	103	2,1	1000	0,5**	—

* Для котла 500 т/ч, работающего под наддувом.

** Масса вентилятора с электродвигателем.

проверяют состояние подшипников, системы смазки, охлаждения, осевые зазоры в подшипниках, правильность сборки полумуфт и ступины рабочего колеса с валом, плотность кожуха вентилятора и дымососа;

снимают прижимные полукольца уплотнения вала в кожухе и проверяют наличие зазора между валом и кожухом по всей окружности;

проверяют осевые и радиальные зазоры между рабочим колесом и кожухом, а также легкость вращения колеса в кожухе (задевание колеса о кожух не допускается);

закрывают кожух торцевой крышкой и окончательно собирают сальниковое уплотнение вала, после чего на раму устанавливают электродвигатель и прицентровывают к агрегату.

Таблица 2.17. Допуски при монтаже и установке дутьевых вентиляторов дымососов одностороннего всасывания

Наименование	Допуск, мм
Несоосность и непараллельность ходовой части улитки направляющего аппарата	± 3
Осевой зазор между торцами рабочего колеса и всасывающего патрубка	4—6
Аксиальные зазоры между крыльчаткой и крышкой кожуха со стороны всасывания	12
Радиальные зазоры с внутренней стороны крыльчатки	10—11
Радиальные зазоры с наружной стороны крыльчатки	10
Наименьший аксиальный зазор между глухим диском крыльчатки и задней стенкой кожуха	50
Радиальный зазор между металлической частью сальника и валом	5
Радиальное биение крыльчатки ротора	Не более 3
Аксиальное биение крыльчатки по наружному диаметру	Не более 6

При монтаже и установке дымососов и вентиляторов одностороннего всасывания должны быть соблюдены допуски, указанные в табл. 2.17.

Монтаж дымососов для рециркуляции газов и вентиляторов горячего дутья

Дымосос двустороннего всасывания ГД-26×2 предназначен для циркуляции дымовых газов при температуре 400°С газомазутного котла, работающего под наддувом, паропроизводительностью 2650 т/ч для энергоблока 800 МВт.

Рабочее колесо дымососа состоит из крыльчатки и ступицы. Крыльчатка представляет собой сварную конструкцию, состоящую из 16 листовых загнутых назад лопаток, расположенных между основными и двумя коническими дисками. Малые крыльчатки охлаждения, представляющие собой центробежные вентиляторы, устанавливаются на валу ходовой части в непосредственной близости от подшипников и служат для уменьшения передачи теплоты, распространяющейся в процессе работы вдоль вала от рабочего колеса.

Крыльчатка дымососа на заводе-изготовителе подвергается статической балансировке (ротор в сборе, ходовая часть с насаженной крыльчаткой)—динамической балансировке.

Дымосос одностороннего всасывания ГД-31 предназначен для рециркуляции дымовых газов газомазутного котла под наддувом паропроизводительностью 1000 т/ч.

Конструкция крыльчатки охлаждения и схемы охлаждения дымососа аналогичны применяемым для дымососа рециркуляции ГД-26×2.

Дымосос одностороннего всасывания ГД-20-500у предназначен для использования в системах рециркуляции дымовых газов газомазутных и нилеугольных котлов.

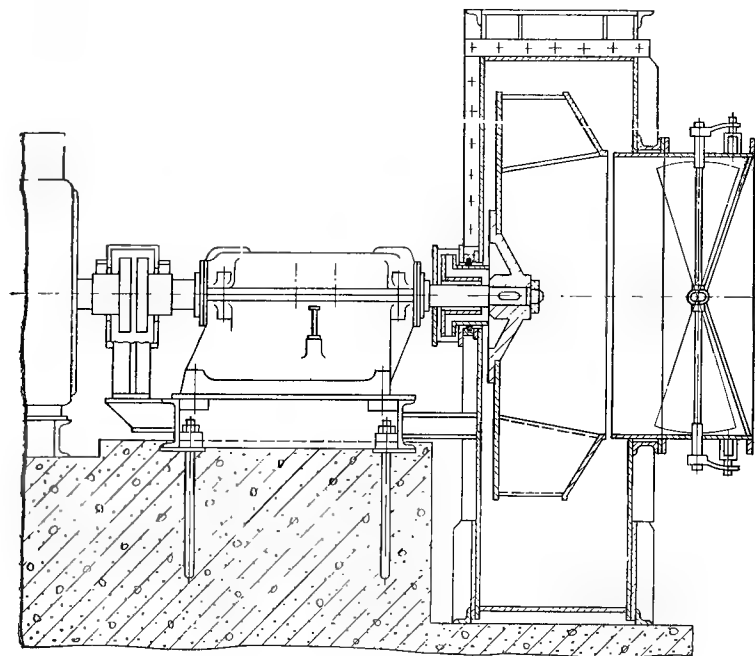


Рис. 2.12. Вентилятор горячего дутья.

Рабочее колесо дымососа состоит из крыльчатки и ступицы. Крыльчатка представляет собой сварную конструкцию, состоящую из 32 листовых вперед загнутых лопаток, расположенных между основным и коническим дисками.

Малая крыльчатка охлаждения устанавливается на конце вала и служит для уменьшения передачи теплоты вдоль вала от рабочего колеса в сторону подшипников.

Вентиляторы горячего дутья одностороннего всасывания типа ВГДН применяются в системах воздушных трактов котлов различной производительности и предназначены для подачи в топку воздуха, нагретого в воздухоподогревателе (рис. 2. 12).

По конструктивному исполнению вентиляторы типа ВГДН идентичны соответствующим типоразмерам дымососов типа ДН. Конструктивное отличие заключается в отсутствии броневой защиты улитки, меньшей толщине листовых лопаток рабочего колеса, применено устройство для охлаждения вала ходовой части для защиты подшипников от нагрева.

Вентиляторы типоразмеров ВГДН-21 — ВГДН-15 поставляются отдельными узлами, размеры которых ограничены нормальным железнодорожным габаритом.

Вентиляторы типоразмеров ВГДН-12,5 и ВГДН-11,2 поставляются в собранном виде на литых чугунных подставках и комплектно с электродвигателем.

Таблица 2.18. Дымососы рециркуляции газов и вентиляторы горячего дутья

Марка дымососа	Диаметр рабочего колеса, мм	Годача, тыс. м³/ч	Годное давление, кгс/м²	Мощность привода, кВт	Частота вращения, об/мин	Температура, °С	Масса, т (без электродвигателя)	Завод-изготовитель
Дымосос рециркуляции газов двустороннего всасывания								
ГД-26×2	2600	520	545	970	1000	345	30,7	—
Дымососы рециркуляции газов одностороннего всасывания								
ГД-31	3100	345	410	460	750	365	14,0	Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнергомаш»
ГД-10-500у	2000	200	490	390	1000	400	5,8	
Вентиляторы горячего дутья одностороннего всасывания								
ВГДН-21	2100	143	324	190	1000	400	4,8	Артемовский машиностроительный завод
ВГДН-19	1900	102	253	90	1000	400		
ВГДН-17	1700	73	203	51	1000	400	—	Хабаровский завод «Энергомаш»
ВГДН-15	1500	50	159	27,5	1000	400	—	
ВГДН-12,5	1250	27	109	10,0	1500	400	—	Бийский котельный завод
ВГДН-11,2	1120	19	88	5,8	1500	400	—	
Мельничные вентиляторы горячего дутья одностороннего всасывания								
ВМ-75/1200-Пу	1730	43,6	287	48	1000	400	2,1	Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнергомаш»
ВМ-50/1000-Пу	1620	53,6	545	112	1500	400	2,8	
ВМ-40/750-Пу	1335	40	382	58	1500	400	2,2	

Мельничные вентиляторы горячего дутья ВМ-Пу предназначены для подачи горячего воздуха, нагретого в воздухоподогревателе, в пылеприготовительные системы котлов. Малая крыльчатка охлаждения вентилятора аналогична другим машинам горячего дутья.

Мельничные вентиляторы ВМ-50/1000-Пу и ВМ-40/750-Пу поставляются заводом-изготовителем в собранном виде, вентилятор ВМ-75/1200-Пу — узлами, размеры которых ограничены нормальным железнодорожным габаритом.

Контрольная сборка мельничных вентиляторов ВМ-50/1000-Пу и ВМ-40/750-Пу выполняется в объеме 100%, мельничного вентилятора ВМ-75/1200-Пу — выборочно, но не менее 20% выпуска.

Характеристика дымососов рециркуляции газов, вентиляторов и мельничных вентиляторов горячего дутья приведена в табл. 2.18.

Дымососы для рециркуляции дымовых газов типоразмеров ГД-26×2, ГД-31 и ГД-20-500у, а также центробежные вентиляторы горячего дутья типа ВГДН как одностороннего, так и двустороннего всасывания по условиям монтажа аналогичны соответствующим типоразмерам дымососов и вентиляторов одностороннего и двустороннего всасывания. Поэтому технологическая последовательность монтажа может быть принята с учетом фактического состояния поставленного оборудования.

При монтаже следует иметь в виду, что кожухи машин для работы при температуре 400°С имеют значительные тепловые расширения. Для компенсации тепловых перемещений кожуха в процессе эксплуатации такие машины следует монтировать со смещением вала относительно горизонтальной оси улитки, при этом зазоры между валом и втулкой сальника улитки должны быть для всех машин не более: верхний зазор — 5 мм, нижний зазор — 15 мм.

2.7. МОНТАЖ ГАЗОВОЗДУХОПРОВОДОВ

Воздуховоды холодного воздуха — воздухопроводы всасывания от верха заборных шахт в котельной до дутьевых вентиляторов и от них через калорифер до воздухоподогревателя.

Воздуховоды горячего воздуха — воздухопроводы от воздухоподогревателя до горелок котла и системы пылеприготовления, включая подачу воздуха на транспортировку пыли и линии рециркуляции.

Газоходы — газопроводы уходящих газов от котла до воздухоподогревателя (при наружной установке) и от него до дымососа для газомазутных котлов или от воздухоподогревателя через золоуловитель и от него до дымососа. Газопроводы заканчиваются диффузором после дымососа.

Для котлов с уравновешенной тягой воздух транспортируется дутьевыми вентиляторами, а дымовые газы — дымососами.

Для котлов под наддувом движение воздуха и дымовых газов осуществляется только дутьевыми вентиляторами (воздуходувками). При этом топка и газоходы находятся под давлением, достаточным для преодоления всего сопротивления газового тракта до дымовой трубы при работе агрегата.

Рабочие чертежи газозовоздухопроводов предусматривают изготовление блоков массой более 500 кг, а также отдельных комплектов и деталей, которые укрупняются на сборочной площадке.

В объеме поставки газопроводов входят коробка прямоугольного и круглого сечений, прямые и фасонные элементы, специальные коробки для подключения газозовоздухопроводов к оборудованию, компен-

саторы прямоугольные и круглые, опоры и подвески, приводы к клапанам.

Размерный ряд сечений установлен ОСТ 34. 42. 354-77 для пылегазовоздухопроводов котельных установок тепловых электростанций и не распространяется на участки пылегазовоздухопроводов, примыкающих непосредственно к котлу и котельно-вспомогательному оборудованию.

Таблица 2.19. Размерный ряд пылегазовых круглого сечения

Условный проход D_y	Площадь сечения, m^2	Условный проход D_y	Площадь сечения, m^2	Условный проход D_y	Площадь сечения, m^2
100	0,01	1200	1,15	4000	12,62
150	0,02	1300	1,35	4200	13,91
200	0,03	1400	1,56	4400	15,27
250	0,05	1500	1,77	4600	16,68
300	0,08	1600	2,04	4800	18,16
325	0,09	1800	2,57	5000	19,70
350	0,11	2000	3,17	5200	21,31
400	0,14	2200	3,83	5600	24,71
450	0,17	2400	4,56	6000	28,35
500	0,21	2600	5,35	6400	32,25
600	0,30	2800	6,20	6800	36,40
700	0,40	3000	7,11	7200	40,81
800	0,52	3200	8,09	7600	45,46
900	0,65	3400	9,13	8000	50,37
1000	0,80	3600	10,23	Дополнительное сечение	
1100	0,97	3800	11,40	2500	4,91

Размерный ряд круглого сечения пылегазовоздухопроводов приведен в табл. 2. 19, а размерный ряд прямоугольного сечения газозовдухопроводов — в табл. 2. 20.

ОСТ установлен размерный ряд сечений всасывающих шахт для воздуха, забираемого из верхней зоны котельной. При проектировании и монтаже должны также учитываться установленный размерный ряд углов поворота трактов пылегазовоздухопроводов и прямоугольного сечения, который соответствует следующим углам: $7^{\circ}30'$; 15° ; $22^{\circ}30'$; 30° ; $37^{\circ}30'$; 45° ; $52^{\circ}30'$; 60° ; $67^{\circ}30'$; 75° ; $82^{\circ}30'$; 90° .

Толщины стенок коробов газозовдухопроводов принимаются: для тракта воздуха и газа — круглого сечения из труб серийного заводского изготовления — по минимальной толщине стенки труб; из труб индивидуального изготовления: воздуховоды — 2 мм, газопроводы — 4 мм; для тракта воздуха и газа прямоугольного сечения: воздуховоды — 2 мм, газопроводы — 4 мм; для газопроводов при сжигании мазутных топлив — 5 мм.

Клапаны круглые плотные применяются на всех трактах пылегазовоздухопроводов круглого сечения (воздух, газ и загрязненный воздух) для регулирования и отключения среды с максималь-

Таблица 2.20. Размерный ряд прямоугольного сечения газозовдухопроводов

Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, m^2	Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, m^2	Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, m^2
А	Б		А	Б		А	Б	
300	400	0,12	900	1000	0,90	1800	2200	3,96
	500	0,15		1200	1,08		2400	4,32
	600	0,18		1400	1,26		2600	4,68
				1600	1,44		2800	5,04
				1800	1,62		3000	5,40
400	500	0,20	1000	1200	1,20	2000	3400	6,12
	600	0,24		1400	1,40		3800	6,84
	700	0,28		1600	1,60		2400	4,80
	800	0,32		2000	2,00		2600	5,20
	900	0,36					2800	5,60
500	600	0,30	1200	1400	1,68	2200	3000	6,00
	700	0,35		1600	2,56		3200	6,40
	800	0,40		2000	4,00		3600	7,20
	900	0,45					4000	8,00
	1000	0,50						
600	700	0,42	1400	1400	1,92	2400	2600	5,72
	800	0,48		1600	2,56		2800	6,16
	900	0,54		1800	3,24		3000	6,60
	1000	0,60		2000	4,00		3400	7,48
	1200	0,72		2400	5,76		3800	8,36
700	800	0,56	1600	1600	2,56	2600	4200	9,24
	900	0,63		1800	3,24		2800	6,72
	1000	0,70		2000	4,00		3200	7,68
	1200	0,84		2400	5,76		3600	8,64
	1400	0,98					4000	9,60
800	900	0,72	1800	2000	4,00	2800	4400	10,56
	1000	0,80		2200	4,84		4800	11,52
	1200	0,96		2400	5,76			
	1400	1,12		2800	7,84		3400	8,84
	1600	1,48		3200	10,24		3800	9,88

Продолжение табл. 2.20

Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, м²	Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, м²	Условные размеры сторон, мм		Площадь сечения, м²
А	Б		А	Б		А	Б	
2800	3600	10,08	4000	5200	20,80	5600	8000	44,80
	4000	11,20		5800	23,20		9200	51,52
	4400	12,32		6400	25,60		10400	58,24
	4600	12,88		7600	30,40		11600	64,96
	5200	14,56						
	5800	16,24						
3000			4200	5400	22,68	5800	8800	51,04
	3800	11,40		6000	25,20		10000	58,00
	4200	12,60		7200	30,24		11200	64,96
	4800	14,40		8400	35,28			
	5400	16,20	4400	5600	24,64	6000	8400	50,40
3200	6000	18,00		6800	29,92		9600	57,60
				8000	35,20		10800	64,80
							12000	72,00
							12600	75,60
3400	4000	12,80	4600	6400	29,44	Дополнительные сечения		
	4400	14,08		7600	34,96			
	5000	16,00		8800	40,48			
	5600	17,92	4800	7200	34,56	2700	2400	6,48
				8400	40,32	3300	2700	8,91
3600				9600	46,08	3500	1800	6,30
	4200	14,28	5000	6800	34,00	4300	2500	10,75
	4600	15,64		8000	40,00	5500	2500	13,75
	5200	17,78		9200	46,00			
	5800	19,72		10400	52,00			
	6400	21,76						
3800			5200	7600	39,52			
	4800	17,28		8800	45,76			
	5400	19,44		10000	52,00			
	6000	21,60		11200	58,24			
	7200	25,92						
3800	5000	19,00	5400	7200	38,88			
	5600	21,28		8400	48,36			
	6200	23,56		9600	51,84			
	6800	25,84		10800	58,32			
				12000	64,80			

ной температурой 400° С при давлении в коробе до 400 мм вод. ст. (рис. 2.13).

Клапаны $D_y \leq 700$ предусмотрены в двух исполнениях — правом и левом. Клапаны левые устанавливаются при компоновках с колонко-

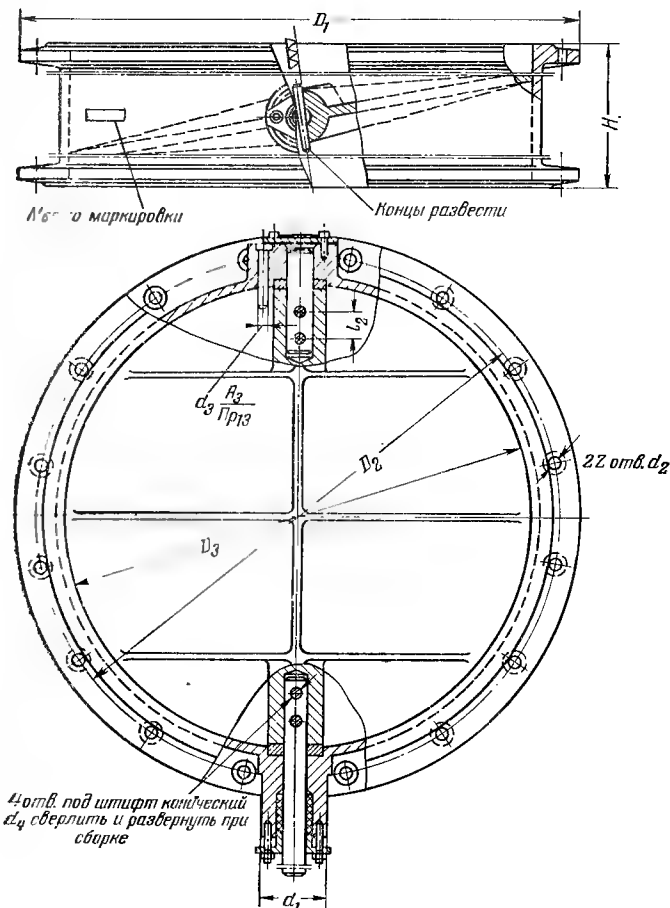


Рис. 2.13. Плюгный клапан.

вым приводом для случая расположения клапана выше отметки управления. При этом обеспечивается возможность закрытия клапана с вращением маховика привода по часовой стрелке (табл. 2.21).

Клапаны прямоугольные применяются в трактах газоз-духопроводов для отключения и регулирования потока среды с максимальной температурой 400° С. Соединение клапанов с коробами предусмотрено как болтовое на фланцах, так и сварное (рис. 2.14). Конструкция клапанов допускает установку с горизонтальным и вертикаль-

Таблица 2.21. Характеристика круглых клапанов

Условный проход, мм	Высота, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Высота, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Высота, мм	Масса, кг
1800	380	917	900	260	210	325	180	47
1600	360	773	800	260	185	300	180	46
1500	360	720	700	260	162	275	90	25
1400	300	484	600	180	102	250	90	21
1300	280	446	500	180	85	225	90	19
1200	260	394	450	180	72	200	80	16
1100	260	340	400	180	66	150	80	12
1000	260	242	350	180	53	100	80	7

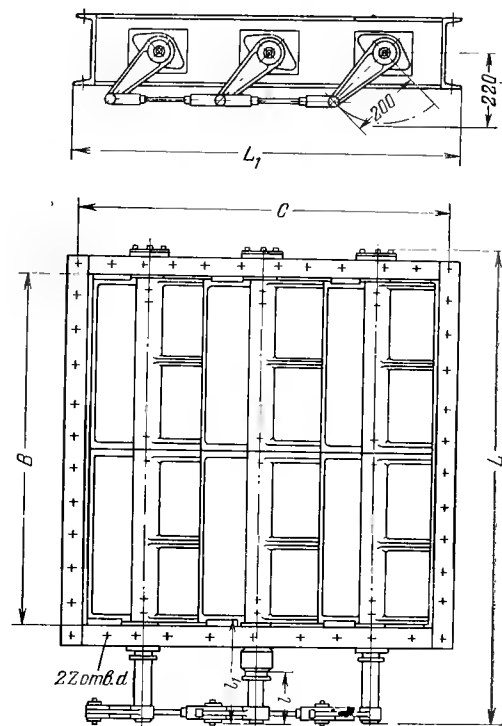


Рис. 2.14. Прямоугольный клапан.

ным расположением валов. На клапанах предусматриваются места для крепления приводных устройств. Клапаны имеют ограничители полного открытия заслонок.

Характеристики клапанов одно-, двух- и трехосных (всего 42 типоразмера), четырех- и пятиосных, а также специальных (всего 27 ти-

Таблица 2.22. Клапаны прямоугольные

Одноосные		Двухосные		Трехосные		Четырехосные		Пятиосные		Специальные	
Условный проход, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Масса, кг	Условный проход, мм	Масса, кг
300x	49	600x	111	1200x	75	1000x	363	2200x	539	1300x	943
400		700		600		1200		1200		2500	
300x	54	600x	118	1200x	190	1600x	405	2200x	597	1600x	1130
500		800		700		1400		1400		2800	
300x	60	600x	136	1200x	203	1800x	454	2200x	721	3000x	1422
600		900		800		1200		1800		2000	
300x	67	700x	100	1200x	232	1800x	550	2200x	780	2700x	1456
700		500		1000		1400		2000		2400	
400x	61	700x	117	1200x	273	1800x	609	2400x	582	3500x	1510
500		700		1200		1800		1200		1800	
400x	67	700x	136	1400x	228	2000x	506	2400x	700	3300x	1824
600		800		700		1300		1400		2700	
400x	74	800x	144	1400x	245	2000x	596	2400x	750	4000x	2407
700		800		800		1600		1600		2800	
400x	80	800x	182	1400x	277	2000x	644	2400x	781	4300x	2786
800		1200		1000		1800		1800		2500	
500x	79	800x	231	1400x	284	2000x	698	2400x	846	5300x	3445
600		1000		1000		2000		2000		2500	
500x	94	900x	105	1400x	317						
800		400		1200							
500x	106	900x	139	1500x	140						
900		700		800							
500x	110	900x	212	1500x	175						
1000		1200		900							
		1000x	139	1500x	160						
		600		1000							
		1000x	160	1500x	180						
		700		1200							
		1000x	172								
		800									
		1000x	207								
		1000									

поразмеров) приведены в табл. 2.22. Клапаны прямоугольные и круглые изготавливаются заводами Министерства энергомашиностроения, а также заводами Минэнерго СССР.

Всасывающие карманы. Для обеспечения входа потока воздуха в вентиляторы одностороннего всасывания с минимальными потерями при боковом подводе должен устанавливаться всасывающий карман оптимального аэродинамического профиля.

Вентилятор одностороннего всасывания поставляется заводом-изготовителем без всасывающего кармана.

Институтом «Энергомонтажпроект» разработаны унифицированные чертежи на всасывающие карманы для газоздухопроводов котлов, оборудуемых тягодутьевыми машинами с диаметрами всасывающих

патрубков до $D \leq 1400$ мм, а также для диаметра патрубка $D \geq 1620$ мм.

В таблице 2.23 приведены основные размеры всасывающих карманов для вентиляторов и дымососов одностороннего всасывания с диаметрами всасывающего патрубка от 1620 до 2500 мм (рис. 2.15).

Таблица 2.23. Основные размеры всасывающих карманов

Марка тягодутьевой машины	Диаметр всаса D , мм	Размер, мм						Толщина металла S , мм	Масса, кг	
		A	B	H	H ₁	H ₂	L		без фланца	с фланцем
Вентиляторы ВДН-32Б,	2000	1630	4700	3150	3090	4975	2068	3	1958	2 123
ВДН-28-Иу										
Вентиляторы:										
ВДН-26-Иу	2300	1500	4140	2900	2814	4779	1903	3	1699	1796
ВДН-26у	2100	1370	3780	2600	2596	4183	1738	3	1414	1503
ВДН-21-Иу	2100	1370	3780	2600	2596	4183	1738	3	1114	1523
Дымосос рециркуляции	2020	1320	3636	2550	2498	4027	1673	3	2319	2388
ГД-31										
Вентилятор ВДН-22-Иу	2020	1320	3640	2550	2498	4027	1673	3	1244	1310
Дымососы:										
ДН-26	1950	1270	3510	2500	2412	3873	1616	5	1811	1891
ДН-21	1800	1170	3236	2250	2225	3562	1490	5	1562	1637
Вентиляторы ВДН-20-Иу,	1800	1170	3240	2250	2225	3564	1488	3	904	963
ВДН-20-И										
Дымосос ДН-22	1650	1080	2970	2100	2041	3304	1371	5	1268	1334
Вентиляторы ВДН-18-Иу,	1620	1060	2920	2100	2002	3285	1313	3	770	
ВДН-18-И										

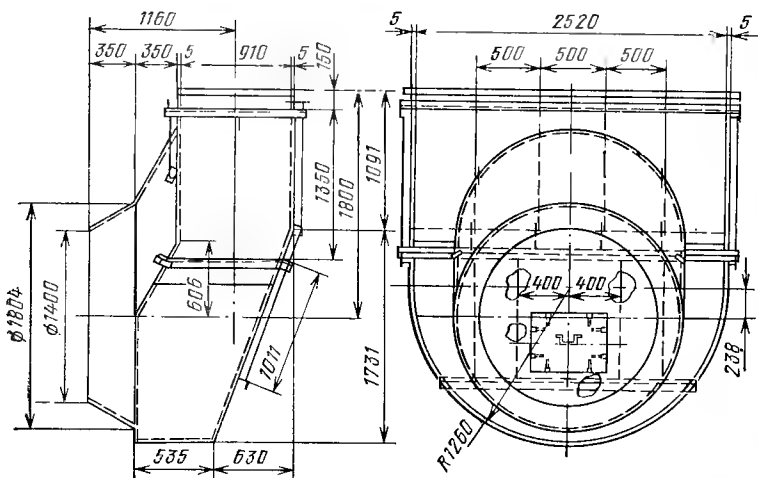


Рис. 2.15. Карманы всасывающие.

Всасывающие карманы для вентилятора ВДН-32Б превышают железнодорожные габариты и после изготовления разрезаются на две части. При изготовлении карманов из самостоятельных частей контрольная сборка на заводе-изготовителе обязательна.

При отсутствии транспортных габаритных ограничений резка изготовленных карманов на части не производится. На карманах завод-

Таблица 2.24. Компенсирующая способность линзовых компенсаторов

Применение	Компенсирующая способность одной линзы Δ, мм					
	Давление до 400 мм вод. ст.		Давление от 400 до 1500 мм вод. ст.			
	Температура, °C					
	до 50	200-300	до 400	до 200	200—300	до 400
Компенсаторы круглые с диаметрами, мм:						
от 200 до 500	±12	±10	±12	±11	±9	±11
от 600 до 2400	±14	±12	±14	±13	±11	±13
от 2800 до 6000	±18	±15	±18	±17	±14	±17
Компенсаторы прямоугольные с размерами сторон, мм, от 300×400 до 7850×800 и 7500×10000	±10	±9	±10	±9	±8	±9

Примечание. Компенсирующая способность компенсатора Δ увеличивается на количество применяемых линз (2, 3 и 4) в компенсаторе.

изготовитель приваривает погрузочные скобы, предназначенные только для погрузки и разгрузки карманов. Штыри для крепления теплоизоляции отгибаются на монтаже перед нанесением теплоизоляции.

Компенсаторы линзовые круглые и прямоугольные предназначены для компенсации температурных удлинений газопроводов, работающих в неагрессивных и малоагрессивных средах с избыточным давлением до 1500 мм вод. ст. и температурой среды от -10 до $+425^\circ\text{C}$.

Компенсаторы изготавливаются однолинзовыми, двухлинзовыми, трехлинзовыми и четырехлинзовыми. Высота линзы всех компенсаторов 75 мм и толщина стенки 1 мм. Наибольшая компенсирующая способность однолинзового компенсатора после растяжки его на монтаже на величину Δ приведена в табл. 2.24.

Круглые компенсаторы с D_y больше 1000 мм и прямоугольные компенсаторы размерами больше 1200×1600 мм изготавливаются в двух исполнениях — без фланцев и с фланцами из равнобоких уголков (рис. 2.16 и 2.17).

Компенсаторы устанавливаются также на газопроводах, присоединяемых к дымососам и вентиляторам во избежание передачи

усилий от газоздухопроводов на оборудование и вибрации этого оборудования на газоздухопроводы (табл. 2.24).

Перед монтажом газоздухопроводов проверяют качество изготовления коробов, компенсаторов, клапанов и приводов, при этом должны быть удовлетворены требования:

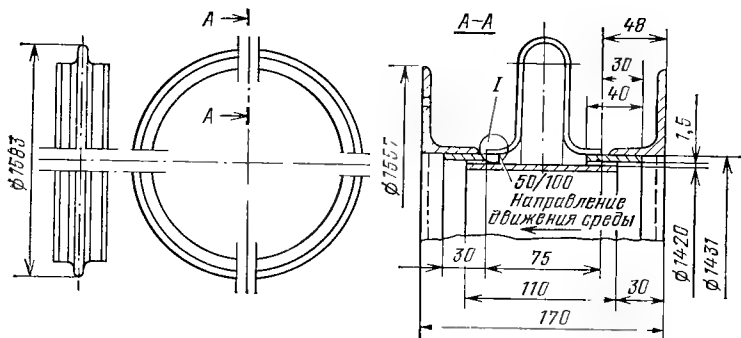


Рис. 2.16. Компенсатор круглый.

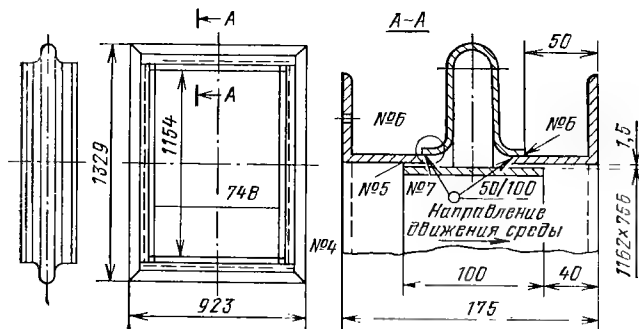


Рис. 2.17. Компенсатор прямоугольный.

отсутствие на поверхности повреждений;

сварные швы должны быть ровными, без прожогов и не иметь трещин и пор (швы, вызывающие сомнение в плотности, проверяют смазыванием керосином);

шпильки, клапаны должны легко поворачиваться и иметь ограничители вращения створок;

на торцах валов должны быть нанесены риски глубиной не менее 3 мм, указывающие положение заслонов или клапана.

Блоки газоздухопроводов должны обладать достаточной жесткостью, допускающей нормальный подъем и установку их в проектное положение; монтажные стыки следует располагать в местах, удобных для выполнения сварочных работ; крепления и скобы для кантовки и подъема блоков должны быть прочно приварены.

Короба холодного воздуха после предварительной очистки их от ржавчины снаружи покрывают антикоррозионной краской или лаком.

Монтаж коробов газоздухопроводов допускается с отклонениями, не превышающими 30 мм от проектных осей по вертикали и горизонтали (табл. 2.25).

Таблица 2.25. Допуски при сборке и установке блоков газоздухопроводов

Наименование	Допуск, мм
Длина трубы, патрубка, штуцера и высота компенсатора	± 3 на 1 м
Отклонение от чертежа осевой линии колена или отвода	± 5 на 1 м длины
Отклонение расположения отверстий во фланцах под болты	$\pm 0,8$
Непараллельность поверхностей соединяемых фланцев газоздухопроводов с размером сторон:	3
до 1500×1500 мм	5
от 1500×1500 до 2500×2500 мм	7
свыше 2500×2500 мм	0,002 от длины собранного блока, от размеров диагоналей по чертежу и от размера стороны
Стрела прогиба, разница диагоналей изделия, длина сторон прямоугольного сечения	0,003 от диаметра
Диаметр и эллиптичность изделия круглого сечения	

Линзовые компенсаторы при установке их на газоздухопроводах должны быть растянуты на величину, указанную в чертежах.

Присоединение газоздухопроводов к вентиляторам и дымососам должно быть выполнено так, чтобы нагрузка от них не передавалась на кожух тягодутьевой машины.

Нагрузки могут возникать от действия массы газоздухопровода, уложенной на него тепловой изоляции и за счет напряжений, вызванных расширением или сжатием газоздухопровода при нагреве и остывании его, а также из-за температурных изменений при переменном режиме работы котла.

До присоединения газоздухопровода к оборудованию необходимо надежно укрепить газоздухопровод на постоянных опорах, закончить выверку и установить окончательно тягодутьевую машину в проектное положение, выполнить холодный натяг линзовых компенсаторов (между неподвижными опорами), работающих при температуре среды выше 120°C .

Холодный натяг и местоположение стыка для его выполнения указываются в рабочих чертежах. Натяг составляет 50—100 % теплового удлинения между двумя неподвижными опорами. Линзовые компенсаторы приваривают к коробу и растягивают или сжимают на величину, указанную в рабочих чертежах. Обычно эта величина составляет половину компенсирующей способности.

Для уплотнения фланцевых соединений газоздухопроводов с зазором между фланцами 5 мм применяется прокладочный материал: шнур асбестовый толщиной 10 мм — для газоздухопроводов; картон асбестовый толщиной 5 мм — для короба холодного воздуха. При окончательном закреплении хомутов подвесок на смонтированном газоздухопроводе хомут следует сдвинуть против отвесного положения тяги на половину величины теплового расширения короба в сторону, обратную перемещению. При нагрузке пружинных подвесок необходимо производить предварительный натяг, который должен быть указан в рабочих чертежах. Витки пружин после дополнительного натяга не должны быть сжаты до соприкосновения друг с другом.

Раздел третий

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ И ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ

3.1. СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Системы пылеприготовления разделяются на центральные и индивидуальные. Оборудование центрального пылеприготовления или пылезавода на электростанции располагается в отдель-

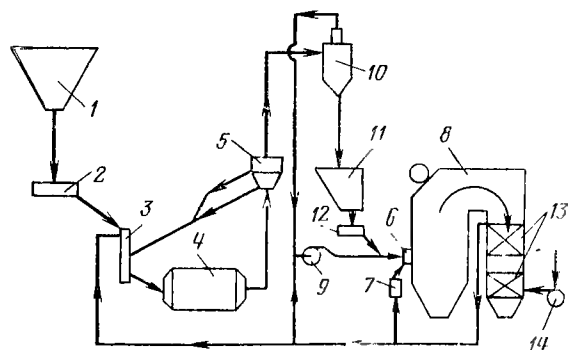


Рис. 3.1. Замкнутая индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным бункером пыли.

1 — бункер сырого угля; 2 — питатель угля; 3 — шахты для подсушки топлива; 4 — шаровая углеразмольная барабанная мельница; 5 — сепаратор; 6 — горелка; 7 — короб горячего воздуха; 8 — котел; 9 — мельничный вентилятор; 10 — циклон; 11 — промежуточный бункер пыли; 12 — питатель пыли; 13 — воздухоподогреватель; 14 — дутьевой вентилятор.

ном здании, где вырабатывается угольная пыль молотковыми или шаровыми барабанными углеразмольными мельницами для всей электростанции, которая транспортируется к топкам шаровых котлов по пылепроводам.

Индивидуальные системы пылеприготовления разделяются на: замкнутые с промежуточным бункером (рис. 3.1);

замкнутые с прямым вдуванием пыли в топку (рис. 3.2); разомкнутые с подачей пыли в топку горячим воздухом (рис. 3.3).

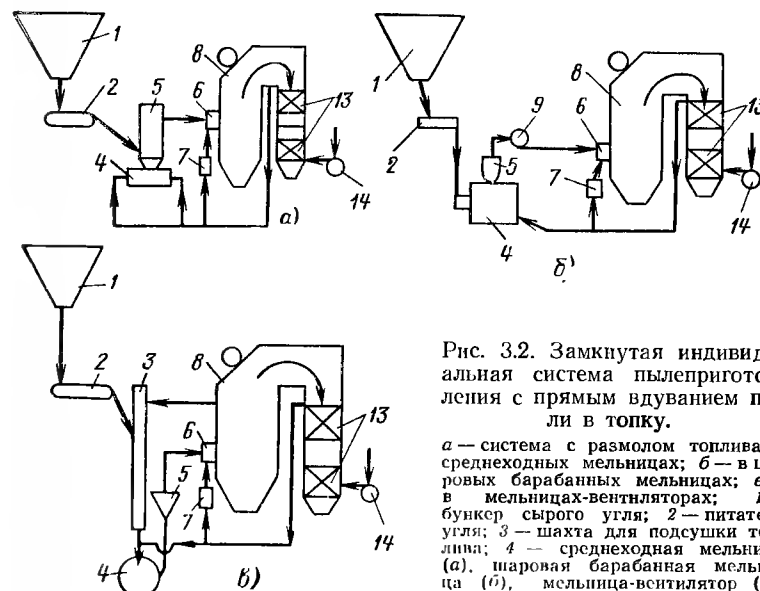


Рис. 3.2. Замкнутая индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку.

а — система с размолотом топлива в среднеходных мельницах; б — в шаровых барабанных мельницах; в — в мельницах-вентиляторах; 1 — бункер сырого угля; 2 — питатель угля; 3 — шахта для подсушки топлива; 4 — шаровая углеразмольная мельница (а), мельница-вентилятор (б); 5 — сепаратор; 6 — горелка; 7 — короб горячего воздуха; 8 — котел (поз. 9, 13 и 14 те же, что на рис. 3.1).

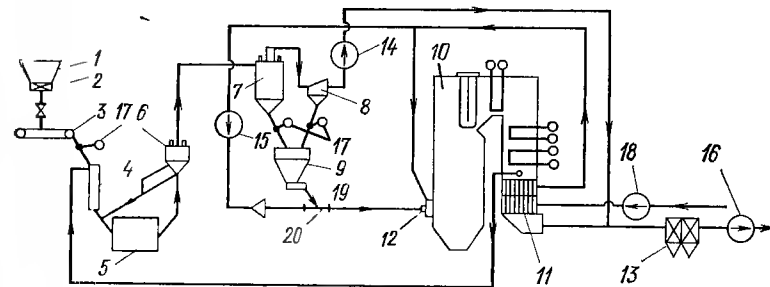


Рис. 3.3. Разомкнутая система пылеприготовления с подачей пыли в топку горячим воздухом.

1 — бункер сырого угля; 2 — отсекающий шибер; 3 — питатель сырого угля; 4 — смеситель газов и сырого топлива; 5 — шаровая углеразмольная мельница; 6 — сепаратор; 7 — циклон; 8 — пылесушитель; 9 — бункер пыли; 10 — котел; 11 — воздухоподогреватель; 12 — горелка; 13 — основные электрофильтры; 14 — мельничный вентилятор; 15 — дутьевой вентилятор горячего дутья; 16 — дымосос; 17 — клапан-мигалка; 18 — дутьевой вентилятор; 19 — питатель пыли; 20 — смеситель пыли с воздухом.

Пылесистемы с замкнутой схемой сушки и прямым вдуванием пыли в топку оборудуются одной из следующих углеразмольных мельниц — молотковой, среднеходной или мельничей-вентилятором.

Замкнутая схема пылеприготовления с промежуточным бункером пыли оборудуется шаровыми барабанными углеразмольными мельницами. Особенностью этой схемы является наличие циклонов, где происходит отделение угольной пыли от транспортирующего воздуха. Пыль поступает в бункер, из которого питателями подается в пылепроводы. Горячий воздух с содержанием 10—15% тонкой угольной пыли подается мельничным вентилятором через короб первичного воздуха в пылепроводы.

Разомкнутая схема пылеприготовления применяется при сжигании высоковолажных топлив. Сушка топлива производится высокотемпературными газами, отбираемыми из газохода за экономайзером (400—450°С), или смесью горячего воздуха и дымовых газов (500—600°С). Как и в схемах с промежуточным бункером пыли, отработавший сушильный агент после циклона вместе с запыленным воздухом поступает на вторую ступень пылеулавливания, где для удаления угольной пыли применяются батарейные циклоны, электрофильтры или рукавные фильтры.

Все схемы пылеприготовления должны выполняться с учетом требований «Правил взрывобезопасности установок приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии» (1975).

Пыль угля, сланца, торфа, полукокса и лигнита склонна при хранении и транспортировке к самовозгоранию. Наиболее взрывоопасной является пыль с содержанием частиц размером менее 0,2 мм. Понижение влажности топливной пыли увеличивает взрывоопасность пылевоздушной смеси.

Возникновение пожара (горения) пыли возможно при содержании в среде кислорода более 3%.

Запыленность помещений пылеприготовления и котельных цехов выше санитарной нормы 10 мг/м³, а также возникновение пыли, отложившейся на строительных конструкциях и оборудовании, могут привести к взрыву.

Бункера пыли должны выполняться без выступов, плотными, с гладкой внутренней поверхностью, способствующей спусканию из них топлива. Углы между стенками бункера плавно закругляются. Количество отверстий в бункерах должно быть минимальным, отверстия и лазы должны быть плотными с надежно закрывающимися крышками. Бункера снабжаются устройствами для опорожнения в канал гидрозолоудаления.

Для удаления водяных паров и воздуха в бункерах устанавливают трубы отсоса с регулирующими и плотными запорными органами. Трубы отсоса должны подключаться к пылепроводам перед циклоном.

Для гашения тлеющей пыли в верхнюю часть бункеров предусматривается подвод углекислоты, азота или насыщенного водяного пара давлением не свыше 15 кгс/см².

Для установок, работающих под разрежением, перед сушильной или размольной установкой, использующей в качестве сушильного агента горячий воздух, предусматривается присадка холодного воздуха. Для установок, предназначенных для работы под давлением, предусматривается присадка воздуха от дутьевого вентилятора.

В установках с пылевым бункером, работающих по замкнутой схеме сушки под разрежением на смеси дымовых газов с воздухом,

в которых температура пылевоздушной смеси в конце установки ограничивается 90°С, перед мельницей устанавливается клапан присадки холодного воздуха.

Для всех топлив, кроме антрацита и полуантрацита, подводится пар во входные патрубки мельниц (кроме мельниц-вентиляторов).

Клапаны на подводящих трубопроводах воды или пара к мельницам и сушилкам устанавливают с электроприводом с управлением со щита котла или блока.

Из всех элементов механического транспорта пыли (из шнеков, элеваторов и т.д.) выполняют отсосы воздуха в пылепровод перед сепаратором или циклоном. Трубы отсоса должны иметь регулирующие и отключающие клапаны, тепловую изоляцию и штуцера для прочистки.

3.2. МОНТАЖ ШАРОВЫХ УГЛЕРАЗМОЛЬНЫХ МЕЛЬНИЦ

Шаровые барабанные мельницы (табл. 3.1) предназначены для размола антрацитового штыба и каменных углей (рис. 3.4).

Таблица 3.1. Шаровые барабанные мельницы (ШБМ) Сызранского турбостроительного завода

Наименование	Марка мельницы							
	Ш-70	Ш-50	Ш-32*	Ш-25*	Ш-16	Ш-12	Ш-10	Ш-6
Номинальная производительность по АШ, т/ч	70	50	32	25	16	12	10	6
Размеры барабана, мм:								
внутренний диаметр (по средней линии выступов брони)	4000	4000	3400	3400	2870	2870	2500	2200
внутренняя длина	10 000	8000	7370	6000	4100	4100	3900	3300
Диаметры патрубков	1 900	1700	1350	1350	1000	1000	900	750
	1 700	1550	1200	1200	900	900	800	600
	—	1450	1150	1150	800	800	700	—
Частота вращения барабана, об/мин	17,1	16,7	17,3	17,2	18,7	18,7	20	21,7
Мощность электродвигателя, кВт	2460	2000	800	800	500	400	320	200
Частота вращения двигателя, об/мин	100	100	750	750	735	735	735	735
Масса мельниц без шаров и без электродвигателя, т	246	180	160	144	58,6	54,8	40,0	30,4
В том числе масса барабана, т	174	119	80	67	35,9	32,9	28,6	20,3
Масса электродвигателя, т	51	51	8,0	8,0	5,5	4,9	4,2	3,5
Общая масса мельницы с шаром и электродвигателем	435	364	248,6	215,6	98,6	89,3	69,0	50,3

* С фрикционным приводом.

Барабан — наиболее тяжелый узел мельницы. Корпус барабана сварной. Внутренняя поверхность корпуса и торцевых стенок защищена броневыми плитами, в цилиндрической части броневые плиты имеют волнистую поверхность, что облегчает подъем шаров и препятствует их скольжению во время вращения барабанов. Стыки плит выполнены

с Х-образными замками, скосы наклонены для сопряжения с распорными клиньями.

Наружные поверхности барабана покрываются металлическим кожухом, внутри которого находится войлок или соеволит. Внутри полых цапф торцевых стенок вставлены втулки со спиральными, способствующие ускорению подачи угля в мельницу и возврату шаров из по-

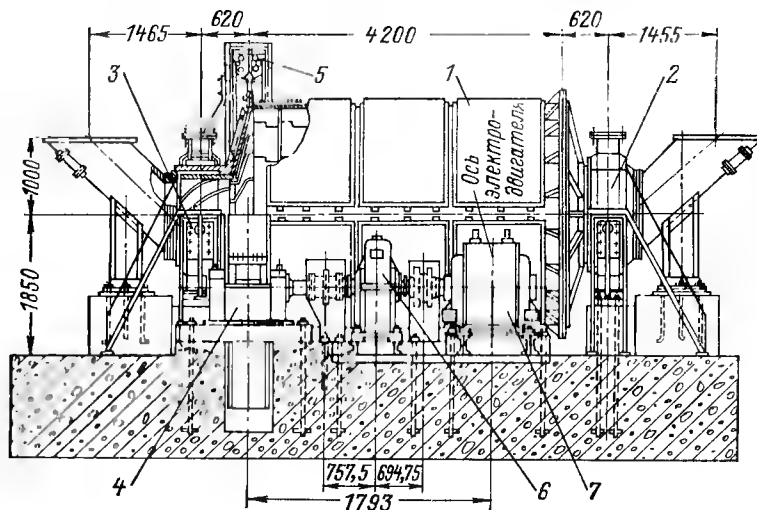


Рис. 3.4. Шаровая барабанная мельница с редукторным приводом.

1 — барабан; 2 — коренной опорный подшипник; 3 — коренной опорно-упорный подшипник; 4 — приводная шестерня; 5 — зубчатый венец; 6 — редуктор; 7 — электродвигатель.

лых втулок в барабаны. Подшипник, расположенный у зубчатого венца, воспринимает радиальные и осевые усилия, передаваемые упорными буртами цапфы передней торцевой стенки, второй коренной подшипник воспринимает только радиальные усилия. Внутренние поверхности корпусов подшипников имеют баббитовую заливку.

Завод-изготовительставляет габаритные барабаны в собранном виде и с уложенной броней.

Барабаны мельниц Ш-70 и Ш-50 состоят из двух полуцилиндров, сблоченных по продольному стыку, и двух крепящихся к обечайке торцевых стенок, имеющих полые цапфы, которыми барабан опирается на коренные подшипники. На монтажной площадке барабаны должны быть собраны с торцевыми стенками и броней.

Привод мельниц (кроме мельниц Ш-25 и Ш-32) состоит из зубчатого венца, приводной шестерни, редуктора и электродвигателя. В мельницах Ш-50, Ш-70 редуктора нет и приводная шестерня соединяется с тихоходным синхронным электродвигателем через промежуточный вал с зубчатыми муфтами. Барабаны мельниц Ш-25 и Ш-32 опираются на ролики. Привод фрикционный, состоит из двух бандажей, смонтированных на фланцах барабана, приводных роликов, редуктора и элект-

родвигателя. Фундаментные плиты приводных роликов устанавливаются под углом 20° к горизонтالي.

Для ограничения смещения барабана мельницы вдоль оси с внешних торцевых сторон бандажей устанавливаются опорные ролики с коническими выключателями. Для вращения приводных роликов и барабана при шлифовке поверхностей бандажей, а также при регулировке положения барабана после монтажа или ремонте устанавливают вспомогательный привод.

Мельницы монтируют в следующей последовательности (рис. 3.6): перемещают и укладывают барабан мельницы; устанавливают фундаментные плиты и коренные подшипники (без крышек); опускают барабан мельницы (на домкратах) в подшипники; устанавливают и закрепляют зубчатый венец; укладывают и закрепляют броневые плиты (если это не было выполнено при сборке барабана); монтируют приводную шестерню; устанавливают редуктор с электродвигателем; монтируют угледоноющий и пылевыводящий патрубки; производят подливку фундаментных рам; заканчивают монтаж маслосистемы; производят пуск и опробование мельницы холостую; загружают мельницу шарами (на 1/3) и производят опробование под нагрузкой.

Разгрузку барабана мельницы с железнодорожной платформы или монтажных саен производят мостовыми кранами котельного отделения. Установку барабана в проектное положение, перемещение, разворот и укладку на фундамент производят специальным монтажным приспособлением.

Если такое приспособление отсутствует, перемещение барабана осуществляется на металлическом листе по шпальной выкладке такой высоты, чтобы цапфы барабана были выше корпусов подшипников. Опускание барабана на подшипники выполняют винтовыми или гидравлическими домкратами.

До установки рам и плит электродвигателей, приводов и коренных подшипников необходимо выровнять и очистить на фундаменте места для подкладок с превышением размеров по 25 мм на каждую сторону.

При укладке броневых плит в барабане под ними необходимо проложить листовую асбест толщиной 10 мм. При этом проверяют, чтобы при затянутых болтах клинья не выступали за профиль брони болс чем на 15 мм.

Осевые зазоры между торцом цапфы и брони торцевой стенки выдерживают в пределах 5—10 мм, между броневыми листами по всей длине барабана — 7,5 мм с допускаемым отклонением 2 мм. Чтобы обеспечить плотность барабана в местах прохода болтов для крепления броневых плит, на болты навивают асбестовый шнур диаметром 3 мм.

Перед установкой коренных подшипников проверяют плотность баббитовой заливки вкладышей. На опорных поверхностях не должно быть задиrow и забоин. При затянутых болгах крепления опорных плит к фундаментным плитам проходные шупа толщиной 0,1 мм между ними допускается в отдельных местах общей протяженностью не более 30% периметра. Проверяют прилегание сферических поверхностей корпусов подшипников и опорных плит: число пятен не должно превышать 1—2 на 1 см² поверхности. Особо следует проверить дугу соприкосновения баббитовой расточки корпуса, которая должна составлять 115°, развал масляного клина и боковые зазоры.

При опускании барабана в проектное положение необходимо проверить правильность положения цапф относительно коренных подшип-

ников и при необходимости произвести перемещение опорных плит с последующим окончательным их закреплением.

Зубчатые венцы всех мельниц (кроме мельниц III-4 и III-6) поставляются из двух частей. Установку зубчатого венца производят по клеймам завода-изготовителя. При этом вначале закрепляют стыки

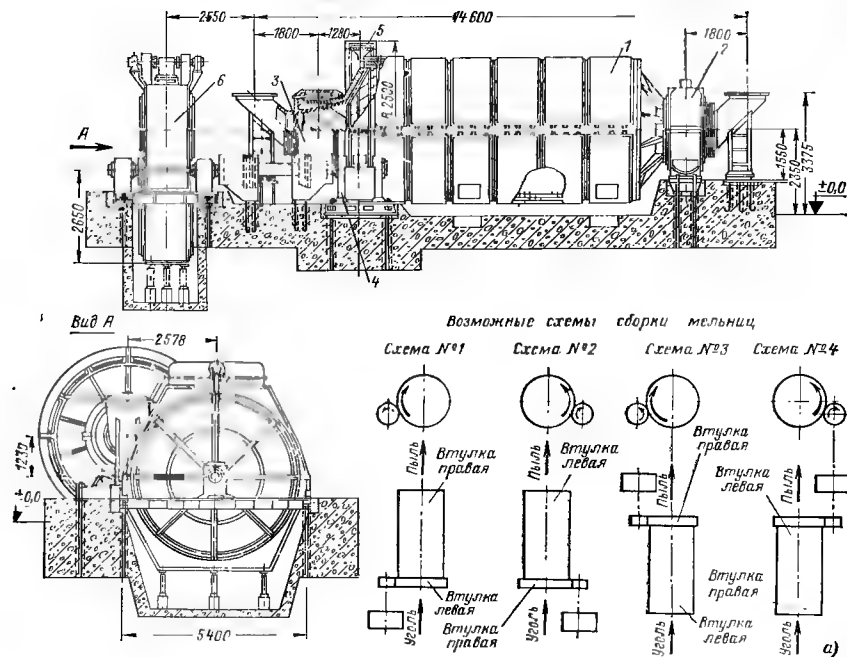


Рис. 3.5. Шаровая барабанная мельница с приводом от тихоходного 1 — барабан; 2 — коренной опорный подшипник; 3 — коренной опорно-упорный

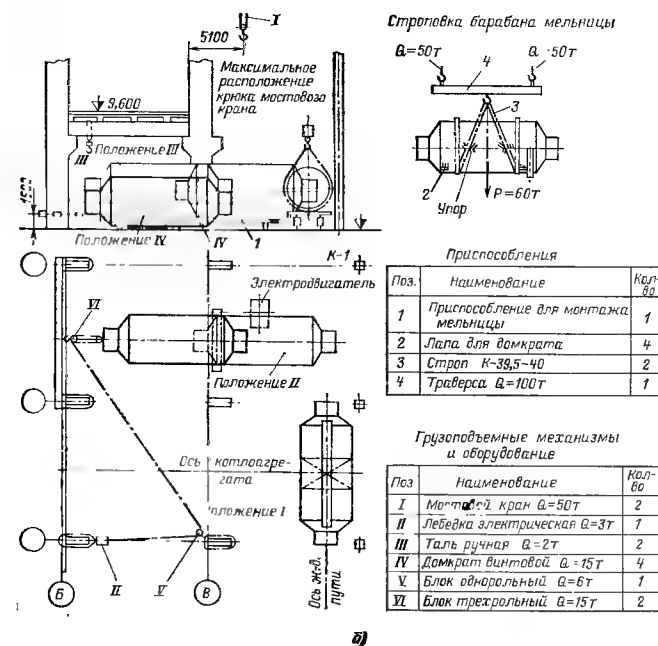
двух половин венца, а затем крепят венец к фланцу барабана. Перед затяжкой болты рекомендуется разогреть в масле до 100°С. Затяжку болтов производят равномерно по всей окружности, строго сохраняя вертикальность венца.

После установки зацепления венца и шестерни необходимо проверить по краске степень соприкосновения рабочих поверхностей зубьев. Положение приводной шестерни после окончательной выверки следует зафиксировать установкой конических штифтов на фундаментной раме.

При монтаже мельниц с фрикционным приводом тщательно следует проверить поверхность бандажей, вращение роликов в подшипниках, а также состояние поверхностей фланцев и призматических болтов обоих валов приводных роликов.

Взаимное расположение барабана, опорных и приводных роликов должно строго соответствовать заводским чертежам. При необходимости высотное положение опорных роликов следует регулировать подкладками.

Монтаж бандажей производят с помощью специального приспособления — серыги с болтом, поставляемого заводом-изготовителем. После установки барабана на ролики его положение регулируют отжимными болтами опорных роликов. При монтаже опорных роликов зазор между ними и торцами барабана должны быть 15 мм. Конечный выклю-



электродвигателя (Ш-50) (а) и схема монтажа (б).

подшипник; 4 — приводная шестерня; 5 — зубчатый венец; 6 — электродвигатель.

читель регулируется на аварийную установку при осевом перемещении барабана на 10 мм после упора торца барабана в упорный ролик.

При монтаже углеподающих и пылевыводящих патрубков для всех типов мельниц должна быть обеспечена возможность беспрепятственного теплового расширения барабана; затяжка пружины уплотнения производится равномерно, без перекосов.

При установке узлов мельниц — фундаментных рам, подшипников скольжения, барабанов, приводов, патрубков и других деталей — следует выдерживать допуски, установленные табл. 3.2.

Электродвигатель (для мельниц 50 и 70 т/ч типа ДС3-2209-60 трехфазного тока, синхронный тихоходный, 100 об/мин) монтируют в следующей последовательности: устанавливают фундаментные рамы и подшипниковые стойки; предварительно укладывают ротор в сборе с промежуточным валом и прицентровывают его по полумуфтам к приводной шестерне; вынимают ротор; устанавливают нижнюю часть статора и проверяют ее положение по отношению к стояковым подшип-

Таблица 3.2. Допуски при монтаже шаровых мельниц

Наименование	Допуск, мм
Фундаментные рамы	
Отклонение осей рамы в горизонтальной плоскости	± 5
Отклонение установки рамы по высоте	± 5
Отклонение от горизонтального положения на 1 м (уклон)	$\pm 0,25$
Отклонение осей отверстий для фундаментных болтов	± 5
Отклонение высотных отметок рам по отношению друг к другу	± 1
Подшипники скольжения	
Степень принабровки сфер корпусов подшипников к сферам опорных плит, количество пятен на площади 1 см ²	1—2
Степень принабровки баббитовой расточки к цапфам барабана и торцом опорно-упорного подшипника к галтелям цапфы, количество пятен на 1 см ²	2—3
Дуги соприкосновения баббитовой расточки корпуса подшипников или вкладыша к цапфам, град	115
Боковые масляные зазоры между цапфой и корпусом подшипника	1,2—1,5
Осевые зазоры между буртами цапфы и корпусом переднего опорно-упорного подшипника (суммарно)	0,5—0,8
Смещение оси опорного подшипника по отношению к оси цапфы барабана во внешнюю сторону, противоположную от корпуса барабана:	
для мельниц Ш-10, Ш-12 и Ш-16	10
для мельниц Ш-50	20—25
Для мельниц Ш-4 и Ш-6 зазор между буртами цапфы задней торцевой стенки и торцом баббитовой заливки корпуса подшипника	28—33
Превышение оси одной цапфы барабана над другой на 1 м длины барабана	0,5
Барабан мельницы Ш-50	
Осевые зазоры между торцом цапфы и броней торцевой стенки	5—10
Осевые зазоры между броневыми листами по всей длине барабана	7,5
Допускаемое отклонение	—2

Продолжение табл. 3.2

Наименование	Допуск, мм
Зубчатый венец	
Зазор в стыке двух половин венца	0,12
Радиальное и торцовое биение венца	Не более 1,5
Привод мельницы с зубчатым венцом	
Допуск на горизонтальность приводной шестерни на 1 м	0,3
Радиальный зазор между вершинной зуба приводной шестерни и впадиной зуба венца:	
для мельниц Ш-10, Ш-12 и Ш-16	4
для мельниц Ш-50	6 $\pm$ 1,5
Боковой зазор:	
для мельниц Ш-10, Ш-12 и Ш-16	0—1,3
для мельниц Ш-50	0,71—1,5
Разность боковых зазоров по длине зуба с обеих сторон	0,15
Поверхность соприкосновения зубьев венца и приводной шестерни от всей рабочей поверхности, %:	
по длине зуба, не менее	65
по высоте зуба, не менее	60
Радиальный зазор между валом и крынками в подшипниковом уплотнении	1,5—2,5
Зазоры между торцами шестерни и корпусами подшипников мельницы Ш-50	20 $\pm$ 1
Мельницы с фрикционным приводом	
Допуск на горизонтальность приводных роликов на 1 м	0,1
Угол, заключенный между вертикальной осью барабана и линией, соединяющей центр барабана и приводных роликов, град	30 $\pm$ 2
Допуск на несоосность опорных роликов	1
Допуск на несовпадение поперечных осей приводных и опорных роликов	± 5
Угол, заключенный между поперечной горизонтальной осью барабана и осью, соединяющей центр барабана и опорного ролика, град	14 $\pm$ 1
Ширина касания поверхностей приводных роликов и бандажей в процентах от ширины бандажа, не менее	95
Установка фундаментных плит опорных роликов по отношению к горизонтальной плоскости, град	20
Расстояние между поперечными осями приводных опорных роликов должно быть больше расстояния между поперечными осями барабана	10

Наименование	Допуск, мм
Зазор между торцами бандажей барабана и упорными роликами	15
Угледоающий и пылевывающий патрубки мельниц	
Мельницы Ш-10, Ш-12 и Ш-16	
Радиальный зазор между наружной цилиндрической поверхностью патрубка и внутренней поверхностью втулки полый цапфы по горизонтальной оси	Одинаково с обеих сторон
по вертикальной оси: вверх	3,5
вниз	1,5
Величина захода патрубка в полую втулку	45±5
Мельница Ш-25 и Ш-32	
Радиальный зазор между цилиндрической частью втулки уплотнения и внутренней поверхностью сварного кольца по вертикальной оси: вверх	15
вниз	5
Расстояние торца втулки уплотнения по наружной поверхности сварного кольца угледоающего и пылевывающего патрубков	30±5
Мельница Ш-50	
Радиальный зазор между цилиндрической частью втулки уплотнения и внутренней поверхностью уплотнительного кольца по вертикальной оси: вверх	3,5
вниз	1,5
Расстояние торца втулки уплотнения до упорной поверхности втулки полый цапфы: для угледоающего патрубка	5
для пылевывающего патрубка	30±5

никам по струне и штихмасу, укладывают ротор, устанавливают верхнюю часть статора.

Электродвигатель устанавливают на четыре отдельные рамы, из которых две служат для установки статора и две — для подшипников. После предварительной укладки ротор следует повернуть на несколько оборотов и проверить боковые зазоры, а также уклон шеек вала и плоскостей разреза подшипников, которые при правильном положении ротора в подшипниках будут одинаковыми.

Во избежание деформации статора от собственной массы для регулировки зазоров между роторами и статорами, а также для правильного соединения нижней половины статора с верхней устанавли-

Возможные схемы сборки мельниц

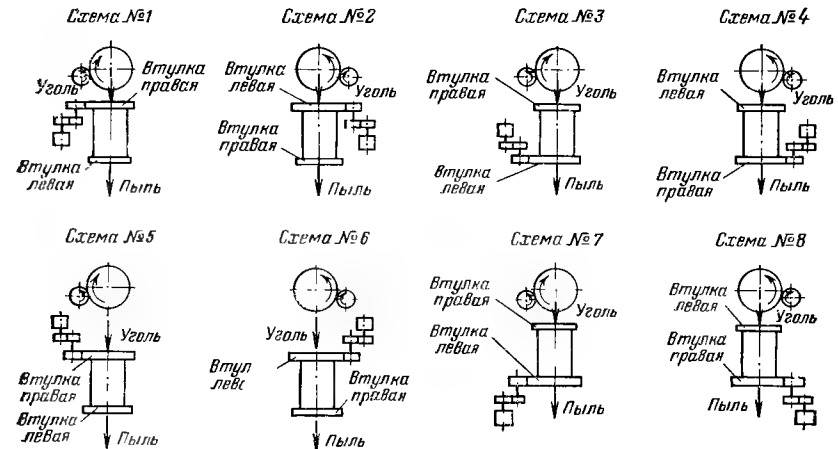


Рис. 3.6. Возможные схемы сборки шаровых барабанных мельниц с редукторным приводом.

Таблица 3.3. Допуски при монтаже электродвигателя типа ДСЗ-2209-60

Наименование	Допуск, мм
Боковые масляные зазоры в подшипниках	0,1—0,2
Масляный выжим (по верхнему полувкладышу)	0,3—0,4
Зазор между верхней крышкой и вкладышем	0,05—0,1
Дуга соприкосновения вкладышей с шейками	60°
Развал масляного клина между вкладышами и шейками вала	2
Разбег ротора	3
Допустимое биение вала:	
в местах установки уплотнений подшипников	0,05—0,06
в местах установки щитов статора у шеек	0,03

вают четыре разгрузочных домкрата грузоподъемностью по 10 т каждый: два — под нижнюю часть статора и два — с боковых сторон (табл. 3.3).

3.3. МОНТАЖ МОЛОТКОВЫХ МЕЛЬНИЦ

Молотковые мельницы (рис. 3.7) предназначены для размола и одновременной сушки камennых и бурых углей, сланцев и фрезерного торфа.

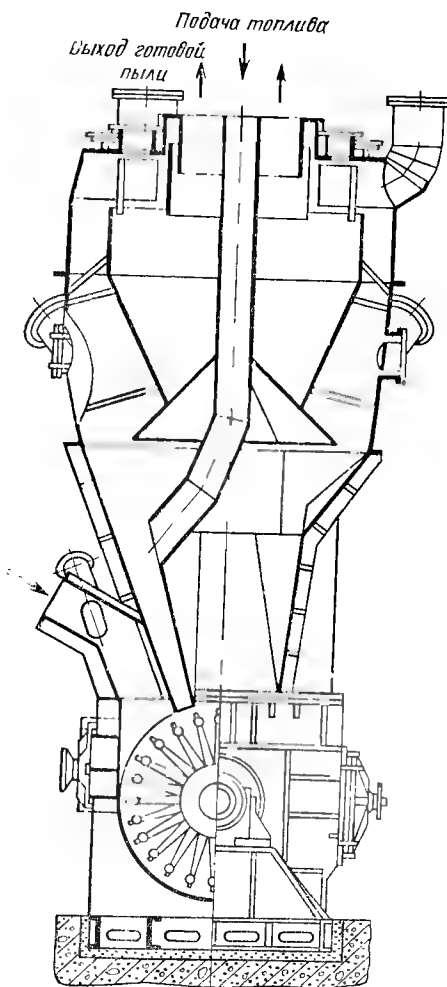


Рис. 3.7. Молотковая мельница ММТ 2600/2550/590.

усилием. Приварку козырьков верхней части мельницы, которые по условиям негабаритности на заводе-изготовителе не приваривают, и

В зависимости от конструкции корпуса (табл. 3.4) вентилирующий агент может поступать в камеру размола мельниц аксиально — через специальные карманы, размещенные в торцах корпуса (мельница типа ММА), тангенциально — через патрубок, расположенный параллельно ротору (мельница типа ММТ) или комбинированно — аксиально-тангенциально (мельница типа АТМ).

Перед установкой мельницы необходимо проверить расположение восьми отверстий для болтов в фундаментной раме, которое должно соответствовать проекту с отклонениями, не превышающими ± 5 мм.

На фундаменте необходимо разметить и подготовить места для установки стальных подкладок, которые должны быть ровными, без заусенцев и заборки. Размеры этих мест должны быть больше размеров подкладок на 25 мм (на сторону). Нагрузки на подкладки под раму не должны превышать 25–40 кгс/см².

Мельницы поступают в собранном виде. Стropовку мельницы в сборе производят за четыре крюка, специально приваренных к раме. Затяжку фундаментных болтов после установки мельницы производят равномерно при многократном обходе всех болтов по периметру, затягивая их каждый раз небольшим усилием.

рамок боковых уплотнений можно производить на сборочной площадке. Приварку козырьков производят по подогнанным на заводе-изготовителе фаскам.

После установки и выверки мельниц с обратным высом роторы и подливки фундаментных рам следует очистить от следов коррозии

Таблица 3.4. Характеристика молотковых мельниц Черновицкого машиностроительного завода

Марка	Производительность на подмоле, т/ч	Количество бил, шт.	Размер ротора, мм		Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения, об/мин	Масса без электродвигателя, т
			Диаметр	Линия			

Тангенциальные мельницы

ММТ-1500/3230	50	93	1500	3230	500	735	33,3
ММТ-1500/2510	40	75	1500	2510	400	735	18,8
ММТ-1500/1910	30	60	1500	1910	320	735	21
ММТ-1300/2564	24	69	1300	2564	250	735	9,3
ММТ-1300/2004	18	54	1300	2004	200	730	7,8
ММТ-1300/1332	12	36	1300	1332	160	730	6,6
ММТ-1000/944	8	36	1000	944	100	985	2,8
ММТ-1000/707	5	27	1000	707	75	985	2,6
ММТ-1000/470	3	18	1000	470	40	980	2,3

Аксиальные мельницы

ММА-1660/2004	20	66	1660	2004	400	735	10,7
ММА-1500/1668	18	57	1500	1668	320	735	8,7
ММА-1500/1181	12	39	1500	1181	200	735	6,5
ММА-1300/944	8	30	1300	944	125	730	4,8
ММА-1000/707	5	33	1000	707	75	730	2,4
ММА-1000/470	3	24	1000	470	55	980	2

Аксиально-тангенциальные мельницы

АТМ-2000/3230	58	116	2000	3230	550	735	37,4
АТМ-1600/2390	32	84	1600	2390	500	735	29,1
АТМ-1500/1550	17,5	60	1500	1550	250	735	10

и масла закругленную часть между броневыми плитами и нижним листом, а затем произвести торкретирование.

Трубопроводы подачи и слива воды подключают к водораспределительной головке. Двери и люки на корпусе должны легко открываться и закрываться; места прилегания съемных частей уплотняют асбестовыми прокладками и шнуром.

При осмотре ротора следует проверить крепление крайних шпонок, состояние и крепление билдержателей, радиальное биение вала, радиальные зазоры между билами и броней корпуса.

При осмотре мельницы проверяют зазоры и допуски (табл. 3.5). Следует убедиться в отсутствии задевания вращающихся деталей за детали корпуса мельницы, уплотнения и подшипники при проворачивании ротора на 360°.

Таблица 3.5. Допуски при монтаже молотковых мельниц

Наименование	Допуск
Установка мельниц	
Отклонение фактического положения осей от проектного в горизонтальной и вертикальной плоскостях, мм	± 5
Отклонение от горизонтального положения на всю длину мельниц, мм	Не более 0,8
Отклонение отверстий в фундаментной раме от проектных, мм	± 5
Установка ротора	
Радиальное биение доступных для замера поверхностей била относительно его осей, мм	0,05
Предельная разница масс бил и билдержателей в ряду, перпендикулярном оси вала, г	25
Предельная разница масс бил мельниц АТМ 2000/3230, г	10
Установка корпуса мельницы	
Радиальный зазор между билами и броней корпуса, а также между билами и кромкой воздушного короба или съемным козырьком продольной перегородки, мм:	
для всех мельниц	30
для мельниц ММА 800/391	25
Осевые зазоры между крайними билами ротора и торцевой броней корпуса, мм	20—30
Допуск на отклонение осевых зазоров между крайними билами и торцевой броней корпуса, мм	± 5
Допуск на отклонение радиальных зазоров, мм	$\pm 5—10$
Радиальный зазор между салыниковым кольцом и валом у защитных втулок валов мельниц АТМ и охлаждающих рубашек мельниц ММА, мм	1—2,5
Радиальный зазор между валом и гребнями воздушных уплотнительных коробок мельниц ММТ, мм	2,5

При необходимости замены била и билдержатели подбирают по массе так, чтобы в ряду, перпендикулярном оси вала, предельная разница масс бил и билдержателей не превышала 25 г.

Подборка бил и билдержателей по массе производится взвешиванием.

3.4. МОНТАЖ ВАЛКОВЫХ СРЕДНЕХОДНЫХ МЕЛЬНИЦ

Мельницы валковые среднеходные (МВС) предназначены для приготовления пыли из сухих каменных углей, в том числе из тощих, полуантрацитов и некоторых отходов обогащения (рис. 3.8, табл. 3.6).

Мельницы изготавливаются как в правом, так и в левом исполнении в зависимости от направления вращения размольного стола.

Все мельницы производительностью более 16 т/ч предназначены для работы под наддувом при давлении в патрубке на входе в мельницу до 1500 кгс/м².

Мельницы производительностью до 16 т/ч выпускаются для работы под разрежением при давлении в патрубке на входе в мельницу до 70 кгс/м².

Каждая мельница в сборе с редуктором проходит обкатку на испытательном стенде завода-изготовителя в течение 1 ч при рабочей частоте вращения размольного стола, при опущенных на стол валках с подачей смазки к подшипникам валков и без подачи размоливаемого материала.

Мельницы производительностью до 16 т/ч отгружаются в сборе, кроме сепараторов, которые поставляются вместе с узлами и деталями.

Установка мельниц производится одним блоком или отдельными узлами. Если поставка мельницы с редуктором произведена заводом-изготовителем на общей раме, то они не подлежат разборке.

При контрольной проверке перед монтажом или обкаткой могут быть обнаружены дефекты, и тогда возникает необходимость вскрытия некоторых узлов мельницы или редуктора для осмотра и, при необходимости, для устранения обнаруженных дефектов.

При проверке электродвигателя к редуктору выполняется, как правило, на заводе-изготовителе, но на монтаже её следует проверить. При осмотре мельницы проверяют состояние размольного валка и наличие уплотнений, препятствующих вытеканию масла из подшипников и выбиванию пыли из внутренней части мельницы.

Проверку зазоров между валками и размольным столом производят с помощью кусков свинца, укладываемых у каждого валка.

При монтаже сепарирующей шахты по условиям компоновки независимо от корпуса мельницы шахта может быть развернута на 180°.

Труба возврата топлива присоединяется к нижней части внутреннего корпуса сепарирующего устройства.

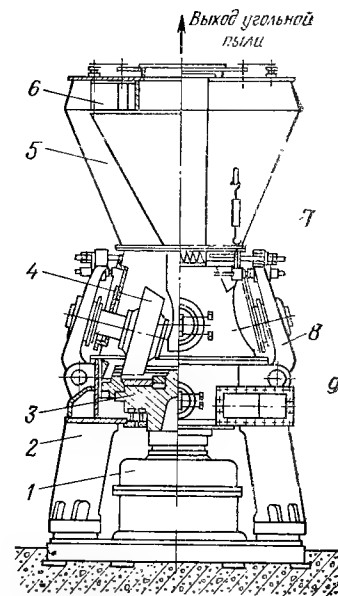


Рис. 3.8. Валковая среднеходная мельница.

1 — редуктор; 2 — корпус; 3 — размольный валок; 4 — размольный валок; 5 — сепаратор; 6 — лопатки сепаратора; 7 — нажимное устройство; 8 — рычаг валка; 9 — камера подвода сушильного агента.

Таблица 3.6. Мельницы валковые среднеходные Сызранского турбостроительного завода
(по ГОСТ 24-270.01)

Наименование	Марка мельницы									
	MBC-260	MBC-240	MBC-212	MBC-200	MBC-160	MBC-140	MBC-123	MBC-115	MBC-105	
Номинальная производительность, т/ч	50,0	50,0	38,0	27,0	20,0	16,0	11,5	9,0	6,5	
Расход горячего воздуха через мельницу при $t = 250^\circ\text{C}$, тыс. м ³ /ч	170—270	105—170	90—110	54—76	44—64	36—52	24—31	20—27	15—22	
Расход воздуха через мелничный вентилятор $t = 80^\circ\text{C}$, тыс. м ³ /ч	110—180	70—115	53—71	40—56	30—46	20—36	17—25	14—20	9—14	
Тип вентилятора	Мельничные вентиляторы									
Максимальная температура сушильного агента на входе в мельницу, $^\circ\text{C}$	350	350	350	350	350	350	350	350	350	VBCM-2y
Диаметр размольного стола, мм	2600	2400	2120	2000	1600	1400	1250	1150	1050	
Диаметр размольного вала, мм	1950	1860	1600	1500	1250	1070	950	880	800	
Мощность электродвигателя, кВт	500	630	400	370	320	320	200	170	125	
Частота вращения электродвигателя, об/мин	770	770	585	985	985	985	985	985	985	
Масса мельницы без электродвигателя и станции смазки, т	160	110	65	50	40	34,1	23,6	20	17,3	

Примечания: 1. Производительность мельниц указана по размолу тощего угля с коэффициентом размолоспособности $R_{80} = 1,5$ при тонине помола $R_{90} = 12\%$ и размере кусков поступающего угля не более 20 мм.
2. Мощность электродвигателя для мельниц приводится мощностью до 16 т/ч указана на размол и вентиляцию. Для мельниц производительностью более 16 т/ч мощность электродвигателя указана только на размол.

Таблица 3.7. Допуски при монтаже МВС

Наименование	Допуск, мм
Фундаменты	
Отклонения геометрических размеров в плане	± 30
Отклонение высотной отметки поверхности фундамента (без учета высоты подливки)	-30
Отклонения по размерам колодцев в плане	$+20$
Отклонения по глубине отверстий для фундаментных болтов	$+20$
Смещение осей фундаментных болтов	$+5$
Смещение привязочных осей фундамента	$+20$
Смещение осей колодцев для фундаментных болтов	± 10
Установка мельницы	
Отклонение фактического положения осей от проектного в горизонтальной и вертикальной плоскостях	± 5
Отклонение от горизонтального положения: на 1 м на всю длину мельницы	$\pm 0,3$
Отклонение отверстий в фундаментной раме от проектных	Не более $\pm 0,8$
Непараллельность (перекос) плоскостей соединения нижней и средней частей корпуса мельницы	± 5
Радиальное биение обода размольного стола мельницы	Не более 0,75
Зазоры между валками и столом	Не более 0,5
Радиальное биение специальной втулки относительно оси вала	3—8
То же для мельницы MBC-140	Не более 0,4
	0,5
Редуктор	
Боковой зазор между зубьями мельниц:	MBC-90 MBC-105
I ступень	MBC-125 MBC-140
II ступень	0,21 0,21 0,21 0,26
Прилегание зубьев по высоте:	0,26 0,34 0,34 0,34
I ступень	Не менее 60%
II ступень	Не менее 45%
Прилегание зубьев по длине:	
I ступень	Не менее 60%
II ступень	Не менее 60%
Вибрация установки	Не более 0,07
Расстояние между торцами полумуфт при сдвинутых роторах	5

Наименование	Допуск, мм
Сепарирующая часть	
Зазор между нижней плоскостью лопаток и внутренним конусом сепаратора, а также верхней плоскостью лопаток и крышковой сепаратора	2—5
Угол поворота лопаток	75—90°
Мельница МВС-160	
Отклонение от параллельности опорных поверхностей рам редуктора и корпуса мельницы (на всю длину)	Не более 1,0
Отклонение высотных отметок опорных поверхностей редуктора и корпуса мельницы	±2
Установка салазок электродвигателя по высоте ниже проектного положения	5
Зазор между днищем корпуса мельницы и ножами скребков	15
Зазор в уплотнении стола (на сторону)	2,5
Зазор в месте прохода рычагов через среднюю часть мельницы	1—2,5

Лопатки для регулирования скорости воздуха в сепараторе и тонины помола угля должны свободно и одновременно поворачиваться вручную от штурвала червячной передачи от положения «закрото» до положения «открыто» на угол 75—90°.

Сепарирующую часть мельницы устанавливают относительно средней части по заводской маркировке. Перед установкой для обеспечения плотности прокладку из листового асбеста с двух сторон смазывают жидким стеклом или суриком, а затем производят обтяжку фланцевого соединения.

Монтаж мельницы МВС-160 производится в следующей последовательности: устанавливают редуктор с рамой; укладывают фундаментную раму мельницы; устанавливают корпус мельницы и размольный стол, а также среднюю часть сепаратора, размольные валки и пружинный блок; производят установку верхней части сепаратора с поворотными лопатками.

После выверки мельницы устанавливают салазки и электродвигатель и прицентровывают его к редуктору. Размольный стол монтируют на фланце вала редуктора и крепят болтами М64×610.

При установке салыникового уплотнения между размольным столом и днищем корпуса мельницы необходимо выдержать зазор 2,5 мм на сторону. Для установки средней части мельницы рычаги размольных валков должны быть временно повернуты относительно осей цапф.

При установке крышек уплотнения должен быть выдержан равномерный зазор в месте прохода рычагов через среднюю часть мельницы 1—2,5 мм на сторону.

Пружинный блок соединяют с рычагами размольных валков и проверяют наличие и качество смазки в роликовых подшипниках. При монтаже должны быть выдержаны допуски, приведенные в табл. 3.7.

3.5. МОНТАЖ МЕЛЬНИЦ-ВЕНТИЛЯТОРОВ

Мельницы-вентиляторы (табл. 3.8) применяются для размола относительно мягких высоковлажных бурых углей, фрезерного

Таблица 3.8. Мельницы-вентиляторы (по ОСТ 24.035.02-74)

Наименование	Марка мельницы-вентилятора								
	МВ-300/800/490	МВ-150/750/490	МВ-2700/650/590	МВ-2120/630/740	МВ-1600/600/980	МВ-1600/400/980	МВ-1100/350/1470	МВ-1100/260/1470	МВ-950/210/1470
Номинальная производительность, т/ч	50	45	35	25	18	12,5	8,0	6,0	3,5
Производительность по сушильному агенту за мельницей, тыс. м³/ч	192,5	174,5	135,0	93,5	69,0	47,8	30,5	23,0	18,5
Диаметр ротора, мм	3300	3150	2700	2120	1600	1600	1100	1100	950
Рабочая ширина мелющих лопаток, мм	800	750	650	600	600	400	350	260	210
Полный напор, развиваемый вентилятором при работе на незапыленном потоке, кгс/м²	288	259	275	245	200	213	232	280	215
Номинальная частота вращения вала, об/мин	490	490	500	740	980	980	1470	1470	1470
Окружная скорость ротора, м/с	84,5	81,0	83,5	82,0	82,0	82,0	84,5	84,5	73,0
Мощность электродвигателя, кВт	800	800	630	400	320	200	125	75	40
Масса мельницы без электродвигателя, т	—	—	68,3	50,0	21,0	18,3	6,8	6,1	5,4

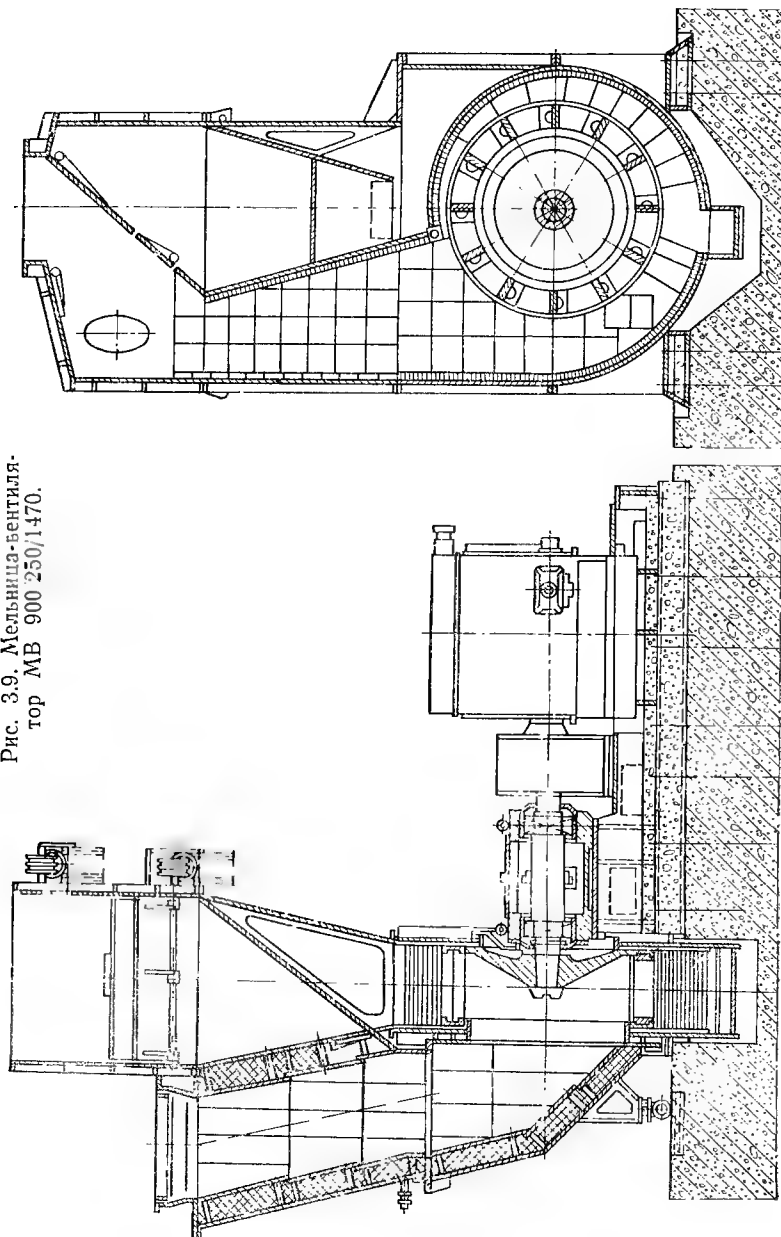
Примечание. Номинальная производительность мельниц указана по размолу бурого угля с коэффициентом размолоспособности $k_{до} = 1,2$ при тонкости размола $R_{90} = 50\%$ и рабочей влажности $W^D = 55\%$ и крупности дробления $R_2 = 20\%$.

торфа с большим выходом летучих и сланцев, допускающих грубый помол. Мельницы-вентиляторы устанавливаются в системах пылеприготовления, работающих под разрежением (рис. 3.9).

Мельница-вентилятор поставляется комплектно с сепаратором пыли и электродвигателем. Ротор на заводе-изготовителе проходит статическую балансировку и обкатку на подшипниках. Каждая мельница проходит сборку и обкатку на заводском стенде на холостом ходу.

Мельница-вентилятор поставляется отдельными транспортабельными блоками. Мельницы-вентиляторы, поставляемые в собранном виде, до монтажа не подлежат разборке, и их устанавливают на фундамент,

Рис. 3.9. Мельница-вентилятор MB 900 250/1470.



выверяют и соединяют болтами. Затем прицентровывают электродвигатель и соединяют полумуфты, проверяют легкость вращения крыльчатки и отсутствие задеваний. Сепаратор и газовую шахту проверяют по присоединительным размерам и устанавливают на мельницу.

При установке на рабочем месте корпус мельницы-вентилятора должен быть разгружен от массы сепаратора, а подающий патрубок — от массы опускной шахты и отключающего шибера.

После разбора мельницы-вентилятора для ремонта сборка его должна быть проведена по допускам, установленным заводом-изготовителем.

3.6. МОНТАЖ МЕЛЬНИЧНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

Мельничные вентиляторы типов ВМ, ВМ-А и ВМ-у (табл. 3.9) предназначены для пневматической транспортировки угольной пыли при размалывании твердого топлива в барабанно-шаровых мельницах.

Таблица 3.9. Мельничные вентиляторы для систем пылеприготовления

Марка мельничного вентилятора	Диаметр рабочего колеса, мм	Подъём, тыс. м ³	Полное давление, кгс/м ²	Мощность привода, кВт	Частота вращения, об/мин	Температура, °С	Масса, т		Завод-изготовитель
							вентилятора без электродвигателя	ротора	
ВМ-180/1100	1830	180	1 65	920	1700	120	6,8	2,3	Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнерго-маш»
ВМ-160/800у	2220	160	900	540	1000	60	6,9	1,3	
ВМ-20А	2000	170	1290	660	1500	7 0	4,7	1,2	Хабаровский завод «Энерго-маш»
ВМ-18А	1800	108	1065	395	1500	70	4,3	1,1	
ВМ-17	1700	58	920	180	1500	70	4,0	1,0	
ВМ-15	1500	38	730	95	1500	70	3,0	0,7	
ВВ(М)-3у	1800	60	475	125	1000	80	4,8	0,3	Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнерго-маш»
ВВ(М)-2у	1800	33	512	73	1000	80	4,2	0,3	
ВВ(М)-1у	1200	14	730	34	1500	80	1,9	0,1	

Условные обозначения: ВМ — вентилятор мельничный; ВВ(М) — вентилятор мельничный для валковых среднесходных мельниц.

Конструкция вентиляторов рассчитана на установку их после сепараторов и циклонов и допускает запыленность потока воздуха до 80 г угольной пыли на 1 м³ воздуха.

Мельничные вентиляторы изготавливаются левого и правого вращения с консольным расположением рабочего колеса. Правым считается

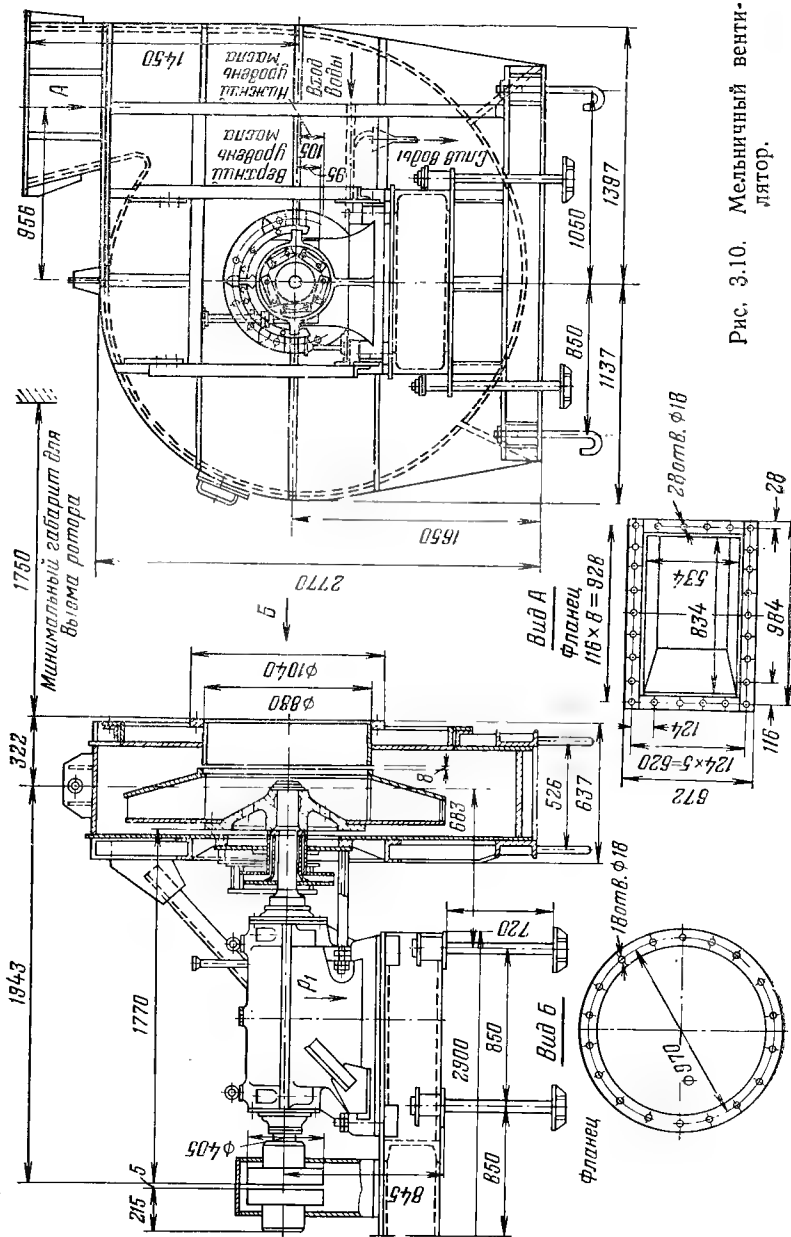


Рис. 3.10. Мельничный вентилятор.

вращение рабочего колеса по часовой стрелке, если смотреть со стороны электродвигателя (рис. 3.10).

В комплект поставки мельничных вентиляторов входят следующие узлы: ходовая часть с рабочим колесом и рамой в сборе, улитка в сборе с всасывающим патрубком, электродвигатель, рамы под электродвигатель.

Мельничные вентиляторы типа ВВСМ-у предназначены для транспортировки угольной пыли от среднеходных мельниц производительностью 3,0—3,5 т/ч угля к горелкам котлов. Вентиляторы допускают работу при запыленности потока до 500 г угольной пыли на 1 кг воздуха. Максимальная температура перемещаемой среды 200° С.

Рабочее колесо бездисковое. Шесть плоских радиальных лопаток крепятся болтами к звездочке, что позволяет быстро заменять изношенные лопатки. Улитка сварной конструкции. Для защиты от абразивного износа ее внутренняя полость выкладывается броневыми плитами из отбеленного чугуна. Все ходовые части с посаженными рабочими колесами на заводе-изготовителе проходят обкатку при рабочей скорости вращения до получения установившейся температуры подшипников 70° С, но не менее 1 ч.

При обкатке мельничных вентиляторов проверяют отсутствие подтекания масла через крышки подшипников, манжеты, пробки маслоуказателя и др. Вибрация подшипников ходовой части должна быть 0,1 мм при 1000 об/мин и 0,08 мм при 1500 об/мин.

Контрольная сборка мельничных вентиляторов типов ВМ, ВМ-А, ВМ-180/1100 выполняется в объеме 100%, мельничных вентиляторов типов ВМ-160/850у и ВВСМу — выборочно по требованию ОТК, но не менее 20% выпуска.

Улитки мельничных вентиляторов отгружают без упаковки. Ходовая часть с рабочим колесом отгружается в собранном виде на специальной подставке.

Монтаж мельничного вентилятора, поставляемого в собранном виде, выполняют в следующей последовательности:

устанавливают мельничный вентилятор на фундамент, выверяют по высотным отметкам, горизонтали и по осям, устанавливают раму под электродвигатель и выверяют относительно вентилятора;

закрепляют вентилятор и раму болтами к фундаменту, после чего раму подливают бетоном;

проверяют горизонтальность вала вентилятора по ватерпасу при опущенных болтах крепления подшипников и в случае необходимости под корпуса подшипников устанавливают подкладку;

проверяют состояние подшипников, системы смазки, охлаждения, осевые зазоры в подшипниках, правильность сборки полумуфт и ступицы рабочего колеса с валом, плотность кожуха вентилятора и сальника вала;

снимают прижимные полукольца уплотнения вала в кожухе и проверяют наличие зазора между валом и кожухом по всей окружности; проверяют осевые и радиальные зазоры между рабочим колесом и кожухом, а также легкость вращения колеса в кожухе (рабочее колесо должно легко вращаться от руки); задевание колеса о кожух не допускается;

закрывают кожух торцевой крышкой и окончательно собирают сальниковое уплотнение вала, после чего на раму устанавливают электродвигатель и прицентровывают к вентилятору (табл. 3.10).

Таблица 3.10. Допуски при монтаже мельничных вентиляторов

Наименование	Допуск, мм
Смещение осей отверстий в фундаментной раме от проектных	± 5
Занижение рамы электродвигателя по отношению к раме агрегата	3—5
Отклонение горизонтальности установки на 1 м длины	$\pm 0,1$
Осевой зазор между торцами рабочего колеса и всасывающего патрубка	8—9
Смещение вверх оси вала (на холодной машине) относительно оси улитки	5

3.7. МОНТАЖ ПИТАТЕЛЕЙ ПЫЛИ И ШНЕКОВ

Питатели пыли служат для равномерной и регулируемой подачи пыли из пылевого бункера в смесители пыли и по пылепроводам к горелкам. Для бурых углей применяются шнековые и лопастные пи-

Таблица 3.11. Шнековые и лопастные питатели пыли

Тип питателя	Производительность, т/ч	Габаритные размеры, м	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, т
Шнековый	До 10 2—6	2,4 × 0,68 × 1,4	0,9	0,7
		2,14 × 0,68 × 1,3	0,9	0,42
Лопастный	12	1,94 × 1,82 × 1,35	3,4	1,48
	10	1,94 × 1,52 × 1,3	2,4	1,44
	8	1,91 × 1,82 × 1,35	3,4	1,48
	5	1,12 × 1,26 × 1,04	1,2	0,52
	3,5	1,17 × 1,34 × 1,11	0,9	0,58

татели, для каменных углей, полуантрацитов и Аш — лопастные пылепитатели (табл. 3.11).

Питатели пыли шнековые выпускаются различных типов — размеров производительностью от 2 до 10 т/ч (рис. 3.11). Электродвигатель постоянного тока допускает плавное изменение частоты вращения от 1350 до 450 об/мин и соединяется с питателем через клиноременную передачу. Питатель отключается от бункера пыли выдвижным шибером, управляемым вручную.

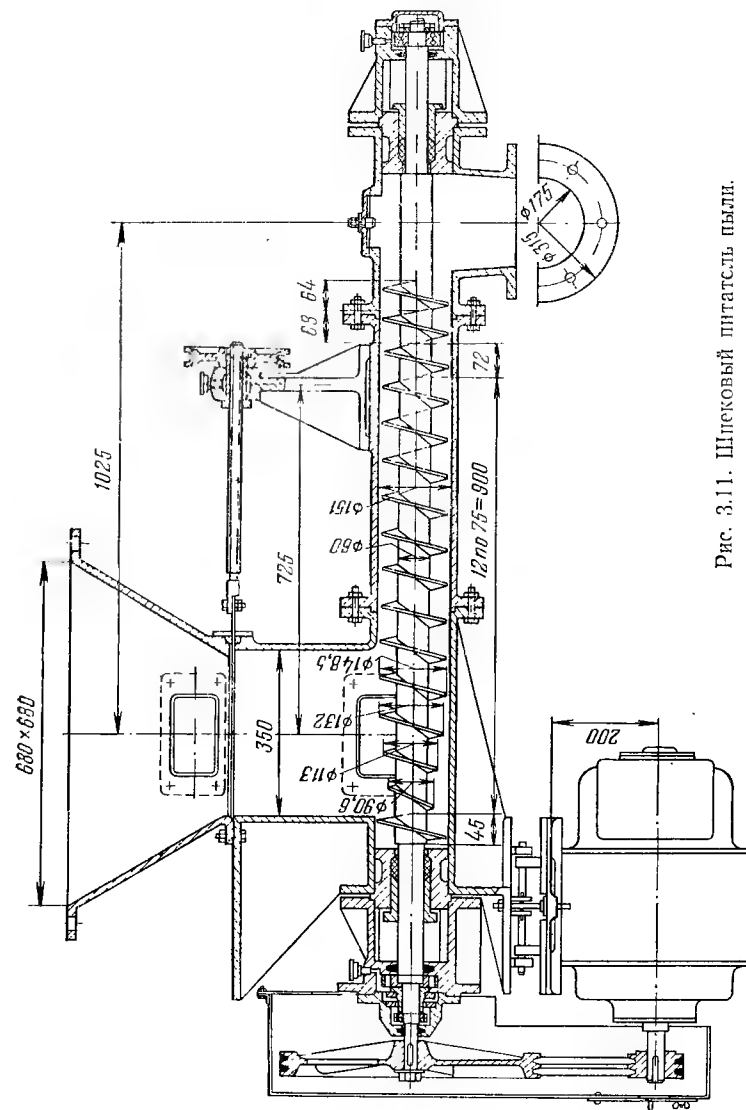


Рис. 3.11. Шнековый питатель пыли.

Шнековый питатель пыли поступает на монтажную площадку в собранном виде с электродвигателем. До установки питатель осматривают, проверяют работу выдвижного шибера и плотность в закрытом положении. Вручную проверяют легкость вращения винта и замеряют зазор между винтом шнека и корпусом через входную воронку. Производят прокрутку питателя на холостом ходу.

Установка питателей пыли допускается с отклонениями от проектных размеров, не превышающих: в плане и по высоте — 5 мм, по горизонтали — 1 мм на 1 м, зазор винта на одну сторону — 1 мм.

Питатели пыли лопастные выпускаются двух типов: с одним выходом — производительностью до 5 т/ч и с двумя выходами — производительностью до 12 т/ч (рис. 3.12).

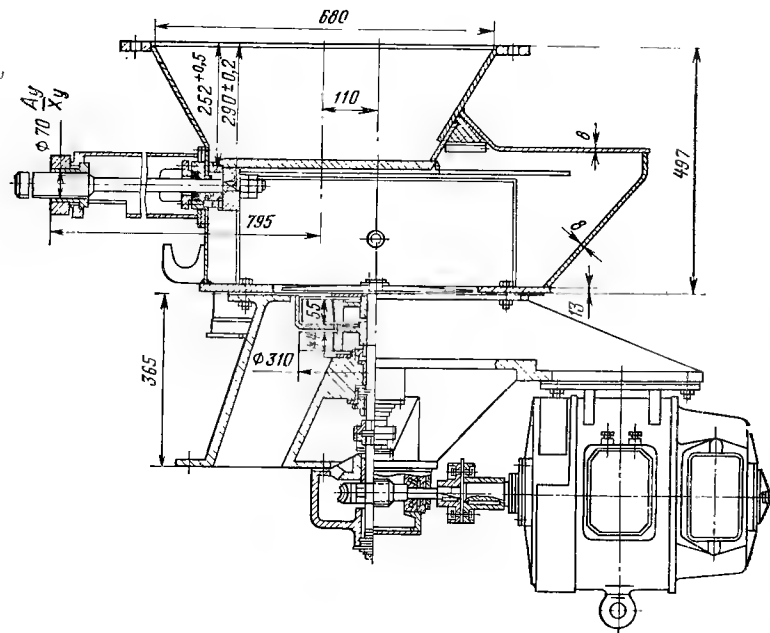


Рис. 3.12. Лопастный питатель пыли.

Лопастный питатель пыли поступает на монтажную площадку в собранном виде с электродвигателем. До установки питатель осматривают, проверяют работу шибров и плотность закрытия. Производят прокрутку питателя вхолостую от электродвигателя.

После этого питатель в рабочем положении укладывают в специальную монтажную тележку с подъемной рамой и подают к месту установки. С помощью винтов подъемной рамы питатель устанавливают под бункер.

Пылевые шнеки устанавливаются под пылевыми циклонами и служат для распределения угольной пыли по пылевым бункерам. Для пылеугольных установок Белохолуницким машиностроительным заводом выпускаются шнеки диаметром 400 мм номинальной производительностью 11,3—91,4 т/ч и диаметром 500 мм производительностью 22—179 т/ч. Максимальная длина шнека 50 м. Более длинные шнеки выполняются с разрывом вала, и каждый вал приводится в движение своим электродвигателем.

Пылевой шнек поступает на монтажную площадку отдельными узлами — корыта со звеньями вала и подшипниками, редуктор, электродвигатель. Сборка шнека производится на проектном месте. Выверяются корыта и валы звеньев.

При выверке концевых подшипников с корытами допуски по оси и по уровню по всей длине должны быть в пределах ± 2 мм. При соединении средних звеньев корыт между фланцами укладывают асбестовые прокладки толщиной 2 мм. Внутренняя поверхность звеньев корыт должна быть без уступов и изломов; допускаемое отклонение — не более 2 мм на всю длину шнека.

После завершения монтажа следует убедиться в наличии зазора на тепловое расширение со стороны привода, величина которого должна быть не менее 20 мм. Обкатку шнека производят вхолостую и проверяют, нет ли задеваний или засаждений в конструкциях.

3.8. МОНТАЖ СЕПАРАТОРОВ И ЦИКЛОНОВ

Сепараторы пыли (табл. 3.12) в системе пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами служат для отделения из потока аэросмеси, выносимой из мельницы, пыли заданной тонкости и для возврата крупных частиц в мельницу на повторный размол.

Центробежные сепараторы пыли конструкции ТКЗ-ВТИ (рис. 3.13) изготавливаются для взрывоопасных топлив (СПЦВ) и для взрывобезопасных топлив (СПЦ).

Выбор диаметра (входного и выходного) патрубка производится в зависимости от расхода сушильного агента по данным расчета и проектирования пылеприготовительных установок.

Циклоны пылевые являются элементом системы пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и служат для разделения потока аэросмеси на угольную пыль и запыленный воздух. Пылевые циклоны изготавливаются двух типов: циклоны ЦН-15 — конструкции НИИОГАЗ (табл. 3.13, рис. 3.14), циклоны ЦП-2 — конструкции ЦКТИ (табл. 3.14, рис. 3.15).

Циклоны ЦН-15 диаметром до 1400 мм и ЦП-2 диаметром до 2400 мм, а также сепараторы диаметром до 2850 мм включительно поставляются заказчику в собранном виде. Циклоны и сепараторы больших диаметров изготавливаются сборочными единицами и проходят контрольную сборку на заводе-изготовителе.

Контрольная сборка циклонов и сепараторов, поставляемых заказчику отдельными сборочными единицами, должна обеспечивать нормальную сборку во время монтажа, исключая подгоночные работы, связанные с изменением размеров деталей путем срезки или наставки. Выходной патрубок на циклонах всех типоразмеров на заводе изготовителе устанавливается на прихватах.

Окончательная сборка, сварка циклонов и сепараторов, вырезка отверстий под предохранительные клапаны, приварка их и выходного клапана (на всех типоразмерах циклонов), а также регулировка привода лопаток сепаратора производится на сборочной площадке.

Выходной патрубок циклонов может быть повернут на монтаже на любой угол по условиям компоновки. Отверстия от самовозгорания пыли при тушении пожара в крышке циклона или сепаратора для подвода углекислоты или пара просверливают на сборочной площадке.

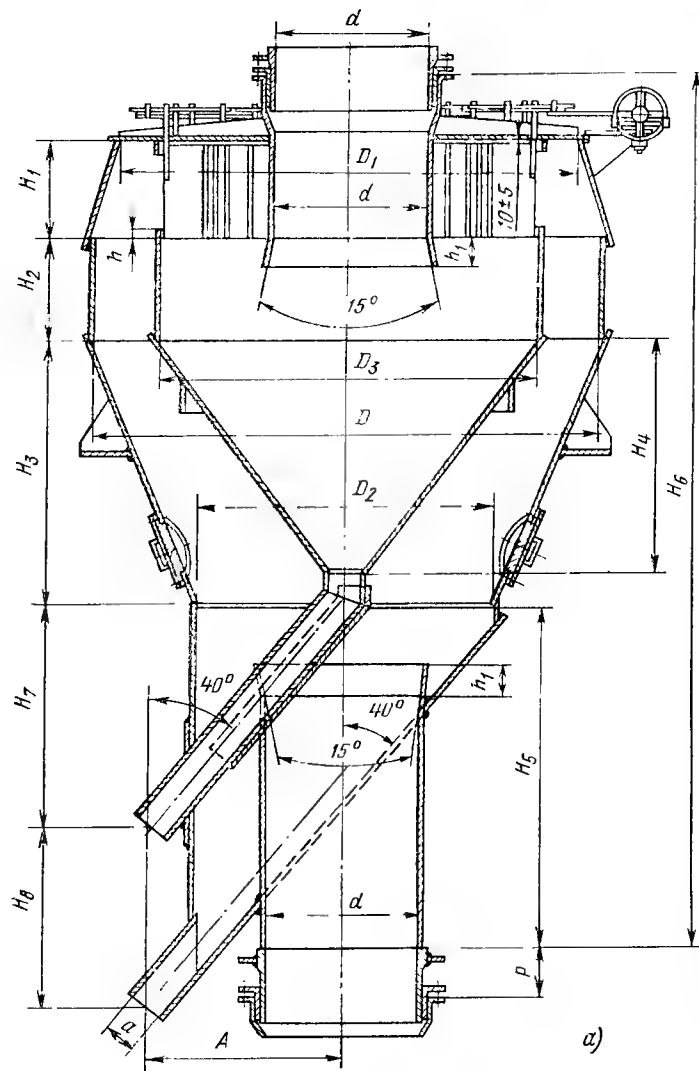
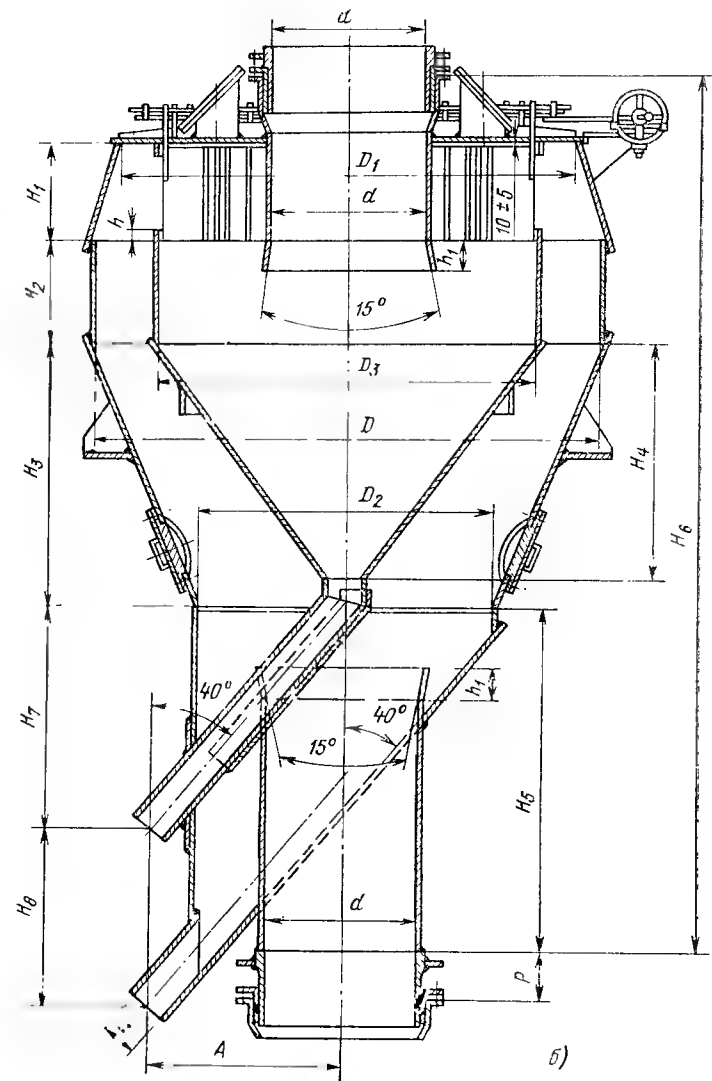


Рис. 2.13. Центробежный сепаратор пыли ТКЗ-ВТИ типа СПЦВ.
а — центробежный сепаратор пыли ТКЗ-ВТИ типа СПЦВ для взрывоопасных

Перед подъемом и установкой циклонов и сепараторов устанавливаются постоянные сварные опорные конструкции, исключающие устройства временных опор и креплений, усложняющих монтаж.



топлив; б — центробежный сепаратор пыли ТКЗ-ВТИ типа СПЦВ для взрыво-
безопасных топлив.

В смонтированных циклонах проверяют равномерность и плавность хода регулирующего патрубка, а в сепараторах — поворот регулирующих лопаток, наличие рисок, указывающих положение лопаток. Враще-

Таблица 3.12. Центробежные сепараторы для системы пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами

Типоразмер		Расход су- щильно- вентилю- ющего агента, тыс. м³/ч	Наибольший диаметр, мм	Высота, м	Объем сепаратора, м³	Масса, т	
сепаратора	мельницы					сепаратора СПЦ	сепаратора СПЦВ
СПЦВ-5500 $\frac{2400}{2000}$	ШБМ 370/1100	158—300	5500	10,16	73,0	26,23 26,42	27,71 26,91
СПЦВ-4750 $\frac{2600}{1600}$	ШБМ 370/850	104—213	4750	8,67	47,0	19,53 18,71	20,61 19,80
СПЦВ-4500 $\frac{1800}{1600}$	ШБМ 340/650	90—165	4500	8,28	40,0	16,35 16,14	17,38 17,15
СПЦВ-4250 $\frac{1600}{1400}$	ШБМ 320/570	74—135	4250	7,88	33,4	14,22 13,87	15,13 14,73
СПЦВ-3600 $\frac{1400}{1200}$	ШБМ 287/525	54—93	3600	6,87	20,4	10,75 10,30	11,31 10,86
СПЦВ-3300 $\frac{1200}{1000}$	ШБМ 287/410-470	35—75	3300	6,36	15,7	8,89 8,39	9,37 8,87
СПЦВ-2850 $\frac{1000}{800}$	ШБМ 250/390	21—47	2850	5,62	10,1	5,96 5,65	6,24 5,93
СПЦВ-2500 $\frac{800}{600}$	ШБМ 220/330	16—31	2500	5,07	6,8	4,59 4,39	4,83 4,63
СПЦВ-2200 $\frac{600}{500}$	ШБМ 207/265	11—21	2200	4,62	4,7	3,53 3,53	3,80 3,70

Примечания: 1. Размеры и параметры указаны для сепараторов СПЦВ и СПЦ.

2. На сепараторах СПЦ, предназначенных для взрывоопасных тогтив предохранительные клапаны не устанавливаются.

ние лопаток должно быть легким, без засаждения. Усилие, прикладываемое к регулируемому органу при рабочем уплотнении всех створок не должно превышать 20 кг. Отклонение осей циклонов и сепараторов

от вертикали допускается не более ± 10 мм, от высотных отметок — до ± 50 мм.

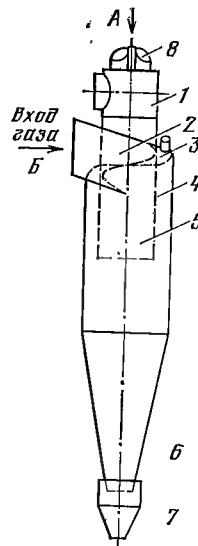


Рис. 3.14. Циклон пылевой типа ЦП-15 для улавливания взрывоопасной пыли.

1 — патрубок выходной; 2 — патрубок входной; 3 — крышка винтообразная; 4 — цилиндрическая часть; 5 — труба выхлопная; 6 — коническая часть; 7 — бункер; 8 — клапан взрывной.

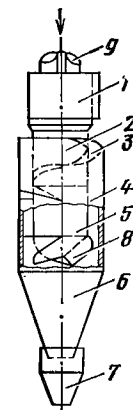


Рис. 3.15. Циклон пылевой типа ЦП-2 для улавливания взрывоопасной пыли.

1 — патрубок выходной; 2 — патрубок входной; 3 — крышка винтообразная; 4 — цилиндрическая часть; 5 — труба выхлопная; 6 — коническая часть; 7 — бункер; 8 — раскручиватель трехлопастный; 9 — клапан взрывной.

Компенсаторы на входном и выходном патрубках сепаратора обеспечивают следующие температурные удлинения:

Диаметр сепаратора, мм	3300	4750	550
Температурное удлинение, мм	60	100	120

Плотность сварных соединений, выполняемых на монтаже сепаратора или циклона, проверяется методом смачивания керосином.

На сепараторах и циклонах устанавливают предохранительные клапаны в следующих местах:

на сепараторах, установленных отдельно от мельниц, — не менее двух клапанов для отвода взрывных газов из внутреннего конуса и не менее двух для отвода взрывных газов из наружного конуса; общее сечение клапанов выбирается из расчета не менее $0,025 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема сепаратора, который принимается с коэффициентом 1,5;

на циклонах — один или несколько на центральном патрубке циклона и не менее двух на крышке циклона диаметром, равным 75% ширины кольца крышки; общее сечение клапанов циклона должно быть выбрано из расчета не менее $0,025 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема циклона.

Таблица 3.13. Циклоны пылевые конструкции НИИОГАЗ

Типоразмер		Наибольший диаметр, мм	Высота, мм	Расход газа, тыс. м³/ч		Масса т
циклона	мельницы			через мельницу	через циклон	
ЦН-15-5000	ШБМ 370/1100	5000	28,22	180—230	200—230	47,1
ЦН-15-4500		4500	25,42		180—200	36,5
ЦН-15-4250	ШБМ 370/850	4250	23,98	110—180	140—180	34,4
ЦН-15-3750		3750	21,16		120—140	26,5
ЦН-15-3350		3350	18,95		100—120	19,7
ЦН-15-3150	ШБМ 340/650	3150	17,70	82—120	90—100	15,5
ЦН-15-3000		3000	16,99		82—90	12,5
ЦН-15-2800	ШБМ 320/570	2800	15,87	61—82	70—82	11,0
ЦН-15-2650		2650	15,05		61—70	9,9
ЦН-15-2360	ШБМ 287/470	2360	13,46	51—61	51—61	7,2
ЦН-15-2220	ШБМ 287/410	2220	12,73	38—51	38—51	6,6
ЦН-15-2000	ШБМ 250/390	2000	11,38	24—38	32—38	5,3
ЦН-15-1800		1800	10,25		28—32	4,1
ЦН-15-1600		1600	9,13		24—28	3,3
ЦН-15-1400	ШБМ 220/330	1400	8,00	17—24	17—24	2,5
ЦН-15-1250	ШБМ 207/265	1250	7,16	11—17	13—17	2,0
ЦН-15-1120		1120	6,45		11—13	1,6

Примечание: Циклон для мельниц, работающих на антрацитовом штыбе (АШ), выбирается с уменьшенным на один типоразмер диаметром.

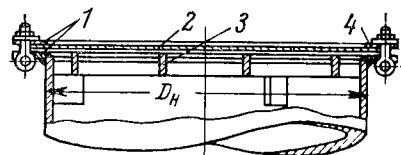
Таблица 3.14. Циклоны пылевые конструкции ЦКТИ

Типоразмер		Наибольший диаметр, мм	Высота, м	Расход газа, тыс. м³/ч	
циклона	мельницы			через мельницу	через циклон
ЦП-2-4250	ШБМ 370/1100	4250	16,86	180—230	180—230
ЦП-2-3750	ШБМ-370/850	3750	14,94	120—180	140—180
ЦП-2-3550		3550	14,16		120—140
ЦП-2-3150	ШБМ 340/650	3150	12,60	82—120	100—120
ЦП-2-3000		3000	12,02		82—100
ЦП-2-2800	ШБМ 320/570	2800	11,25	61—82	73—82
ЦП-2-2500		2500	10,08		61—73
ЦП-2-2360	ШБМ 287/470	2360	9,45	51—61	51—61
ЦП-2-2000	ШБМ 387/410	2000	8,05	38—51	38—51
ЦП-2-1800	ШБМ 250/390	1800	7,27	32—38	32—38
ЦП-2-1600	ШБМ 220/330	1600	6,40	17—32	24—32
ЦП-2-1400		1400	5,63		17—24
ЦП-2-1180	ШБМ 207/265	1180	4,77	11—17	13—17
ЦП-2-1060		1060	4,31		11—13

Примечание. Циклон для мельниц, работающих на антрацитовом штыбе (АШ), выбирается с уменьшенным на один размер диаметром.

Предохранительные клапаны устанавливаются и привариваются на сборочной площадке. Зарядку взрывных клапанов осуществляют в процессе монтажа (рис. 3.16).

При монтаже мигалок под пылевыми циклонами следует обеспечить проектную высоту патрубка над клапаном мигалки, так как столб пыли в трубе служит для уплотнения тракта и предупреждения присосов воздуха. Масса столба угольной пыли над клапаном уравнивает перепад давлений.



Под индивидуальными циклонами с непрерывным отбором угольной пыли устанавливают две мигалки последовательно с высотой патрубка над верхней мигалкой

$$H_{\text{мин}} = 4D + \frac{S}{\rho} + 100 \text{ мм}$$

и высотой патрубка над клапаном нижней мигалки

$$H_{\text{мин}} = \frac{S}{\rho} + 100 \text{ мм,}$$

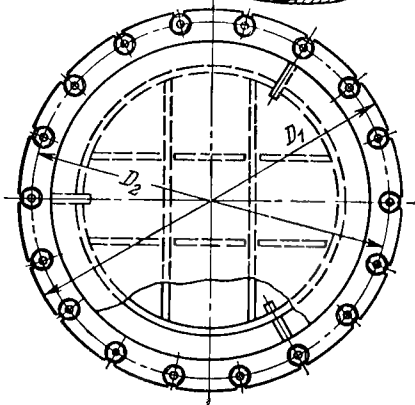


Рис. 3.16. Предохранительный клапан с металлической диафрагмой.

1 — фланец; 2 — диафрагма; 3 — решетка; 4 — прокладка.

где $H_{\text{мин}}$ — высота уплотнительного столба над клапаном, мм; S — разрежение в циклоне, мм вод. ст.; D — диаметр мигалки, мм; ρ — плотность угольной пыли, г/см³.

3.9. МОНТАЖ ПЫЛЕПРОВОДОВ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Пылепроводы систем пылеприготовления служат для транспорта пыли, работают в условиях износа внутренних поверхностей и вибрации, имеют сложную трассировку и значительную протяженность, особенно при большом количестве горелок на котле. В пылепроводах должна быть исключена возможность отложения в них пыли; не допускается устройство горизонтальных участков пылепроводов, мешков и тупиков. Угол наклона пылепровода к горизонту должен быть не менее 45°.

Требования в отношении устройства горизонтальных участков не распространяются:

на пылепроводы от короба первичного воздуха к топке и от мельничного вентилятора к сбросным горелкам при обеспечении в них скорости пылегазовоздушной смеси при нагрузке не менее 25 м/с;

на пылепроводы от мельницы к топке в установках с прямым вдуванием, для которых скорость пылегазовоздушной смеси должна быть не ниже 18 м/с;

на установки, предназначенные для работы на антраците и полuanтраците, а также при подаче пыли с высокими концентрациями в воздухе (более 5 кг/кг).

Для вновь проектируемых мельничных систем соединение их по пылевоздушной смеси допускается только при размоле антрацита.

Установка отключающих клапанов допускается на трубопроводе перед мельничным вентилятором, на пылепроводах к основным и сбросным горелкам, а также на трубопроводе рециркуляции. Отключающие клапаны должны располагаться таким образом, чтобы исключалась

Таблица 3.15. Затворы для угольных бункеров

Конструкция затвора	Габаритные размеры разгрузочного окна, мм	Масса, кг
Шиберный Штыковой	750×750	407
	750×750	531
	1000×1000	686

возможность отложения в них пыли. Для отключения мельничного устройства от горячего воздуха на подводящих воздухопроводах устанавливают два плотных клапана с атмосферным клапаном между ними (для топлива всех видов).

На воздухопроводе горячего воздуха к мельничному вентилятору или к вентилятору первичного воздуха (ВПВ) необходимо устанавливать две плотные заслонки с атмосферным клапаном между ними. При подаче пыли только горячим воздухом установка плотных заслонок перед ВПВ по условиям взрывобезопасности не требуется.

Во всех элементах системы пылеприготовления не допускаются выступы, неровности и шероховатости, способствующие задержанию пыли.

Пылепроводы должны выполняться сварными с минимальным количеством фланцев, а участки от смесителей пыли до топки — из труб заводского изготовления. Не допускается применение отводов, сваренных из сегментов, при диаметре труб до 400 мм включительно.

Для восприятия удлинения пылепроводов устанавливаются компенсаторы с уплотнениями (рис. 3.17).

В трактах пылепроводов устанавливается следующее вспомогательное оборудование:

затворы для угольных бункеров (табл. 3.15) — предназначены для регулирования выдачи топлива из бункера;

клапаны круглые плотные (см. табл. 2.21) — служат в качестве клапанов присадки холодного воздуха, а также для отключения пылепроводов к горелкам;

затворы клапанные (табл. 3.16) — предназначены для ссыпания пыли периодическим потоком и защиты системы пылеприготовления от присосов воздуха и устанавливаются в течках возврата угля из сепараторов (рис. 3.18);

мигалки с конусным клапаном (табл. 3.17) — предназначены для ссыпания пыли периодическим потоком и защиты системы пылеприготовления от присосов воздуха и устанавливаются под циклонами угольной пыли (рис. 3.19);

смесители пыли устанавливаются в местах присоединения пылевых течек к пылепроводам горелок для лучшего разгона пыли и смещения ее с первичным воздухом. Типы и основные размеры смесителей установлены ОСТ 34-42-305-76 ÷ ОСТ 34-42-308-76 (рис. 3.20, табл. 3.18).

Для пылепровода диаметром 159 мм применяется смеситель пыли (эжектор) с диаметром до 133 мм.

Для пылепроводов диаметрами 200, 250 и 300 мм сужение в пылепроводах происходит за счет вырезки в верхней части трубы полости

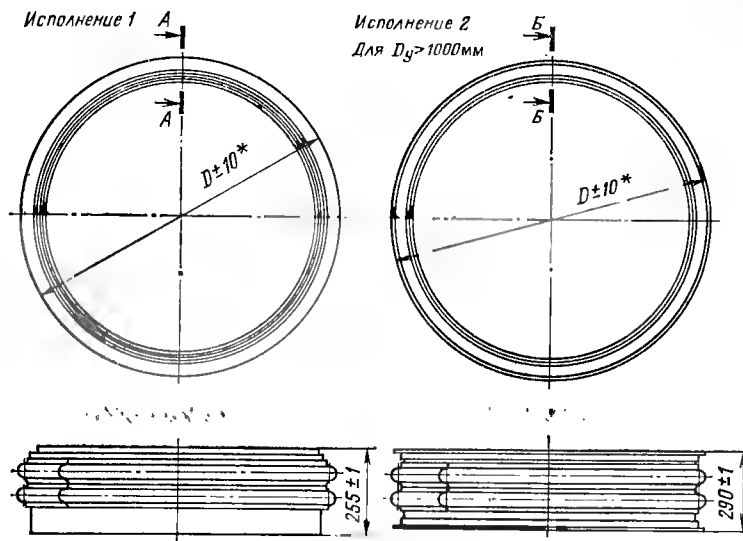


Рис. 3.17. Компенсатор круглый двухлизовый с углублением для пы-

сегментного сечения, а также установки последовательно двух горизонтальных перегородок, которые улучшают перемешивание потока воздуха и пыли. В пылепроводах диаметрами 350, 400, 450, 500 и 600 мм также снята верхняя полость трубы, но горизонтальные перегородки установлены со смещением одна относительно другой.

Конструкция смесителей предусматривается с двумя вводами пыли, при этом устанавливают четыре горизонтальных перегородки, смещенные одна относительно другой.

Пылепроводы изготавливаются на заводах треста «Теплоэнергооборудование» и поставляются в виде транспортабельных блоков и отдельных элементов.

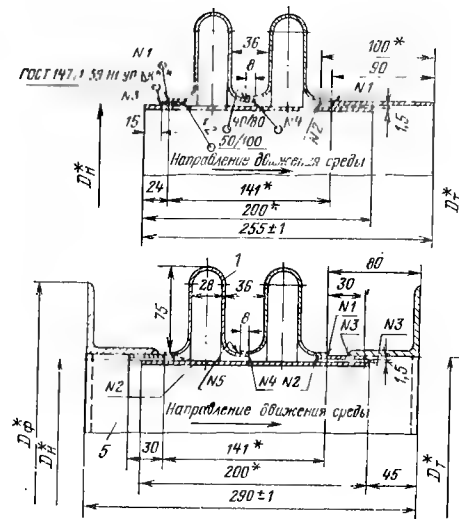
При приемке оборудования для монтажа следует учитывать, что изготавливаются:

стенки течек сырого угля из листовой стали толщиной 6—8 мм; пылепроводы от мельниц до циклонов — с толщиной стенки 5 мм, пылепроводы от циклона до мельничных вентиляторов — 4 мм; пылепроводы от воздухораспределительного коллектора до смесите-

лей пыли, сбросные пылепроводы — из труб толщиной стенки 4 мм на прямых участках и 5 мм на поворотах;

пылепроводы от смесителей к горелкам — из стальных труб заводского изготовления с толщиной стенки 6—11 мм в зависимости от диаметров труб. Для пылепровода диаметра свыше D_y 300 разрешается применять повороты, сваренные из секторов.

Перед монтажом пылепроводов проверяют качество изготовления клапанов, мигалок, труб, смесителей и приводов, при этом не должны быть повреждены сопрягаемые поверхности; сварные швы должны



лепроводов.

быть ровными, без прожогов, трещин и не иметь пор; клапаны и мигалки должны легко поворачиваться, на торцах валов должны быть нанесены риски глубиной не менее 3 мм, указывающие положение клапана.

Прибывшие с заводов-изготовителей блоки и отдельные элементы пылепроводов укрупняются на монтажной площадке. Блоки пылепроводов должны обладать достаточной жесткостью, допускающей нормальный подъем и установку их в проектное положение.

При сборке блоков, а также при соединении их между собой в монтажной зоне тщательно выполняют соединения отдельных звеньев, чтобы исключить образование мест для отложения пыли.

Сборку пылепроводов (табл. 3.19) выполняют на сварке с применением фланцев только для плотных клапанов или при подходе к оборудованию. Конфигурация и конструкция переходов от одного сечения пылепроводов к другому, а также при входе в циклоны, вентиляторы и другое оборудование и выходе из него должны быть такими, чтобы не допускалась возможность отложения в них пыли.

Трассу пылепроводов размечают по рабочим чертежам с нанесением мест установки опор и подвесок. Опорные элементы при креплении их к конструкциям здания должны быть плотно прижаты к металлу или бетону, для чего снимают штукатурку в месте крепления опоры.

Таблица 3.16. Затворы клапанные

Условный проход, мм	D_H , мм	L , мм	l , мм	Масса, кг
200	219	520	150	84,7
250	273	705	170	136,1
300	325	785	195	173,8
400	426	790	250	245,7
500	530	835	300	302,1
600	630	895	350	383,6

Таблица 3.17. Мигалки с конусным клапаном

Условный проход	Пропускная способность пыли, т/ч	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
600 500	74,5—104,0	935×988×1290	296 286
450 400 350	41,5—58,1	711×780×1050	159 156 153
300 250	18,7—26,3	577×536×726	86 62
200 150 100	8,1—11,8 4,4—6,2 2,0—2,8	475×404×568 418×324×458 418×270×353	46 28 18

При монтаже блоков пылепроводов следует предусмотреть возможность свободного теплового перемещения во время эксплуатации. Последовательность установки блоков пылепроводов определяется проектом производства работ. Блоки устанавливают и закрепляют на постоянные опоры и подвески. Не допускается передача нагрузки от пылепроводов на корпуса мельниц, мельничных вентиляторов и другого оборудования.

На каждом приводе клапана наносят краской или выполняют из металла указатели-стрелки, показывающие направление вращения при закрытии и открытии.

Для удаления отложений пыли в пылепроводах к горелкам необходимо приварить продувочные лючки на гребнях труб в местах, согласованных с эксплуатационным персоналом электростанции. Лючки должны

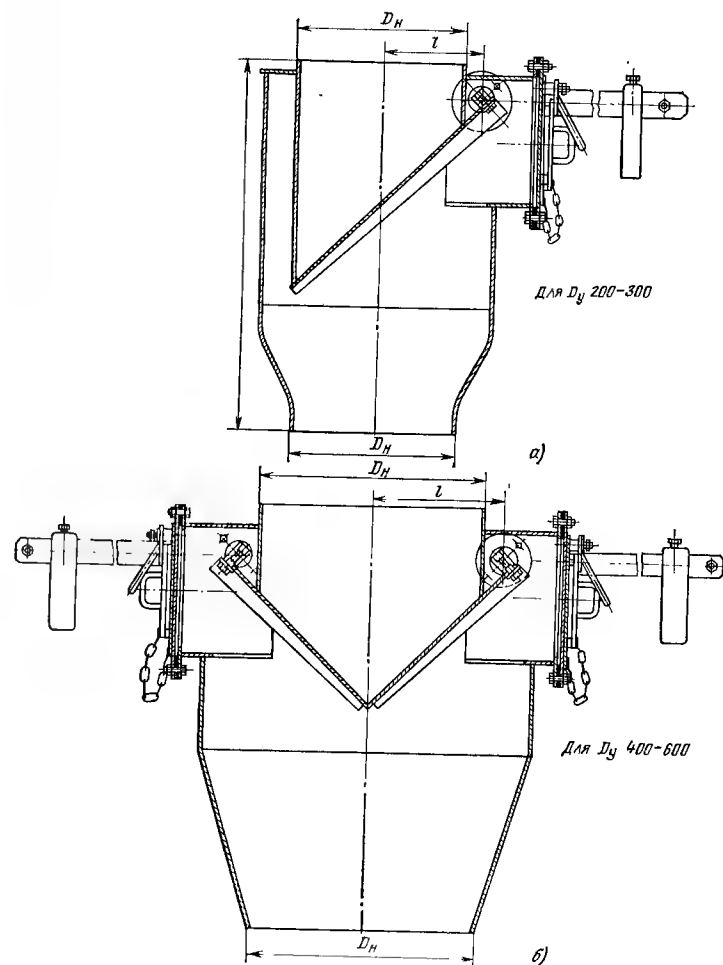


Рис. 3.18. Затвор клапанный.

а — для D_H 200—300; б — для D_H 400—600.

быть диаметром 50 мм с нарезкой для колпачков и для присоединения шланга сжатого воздуха. Лючки приваривают к трубе под углом 30° по ходу движения аэросмеси. Прокладки для фланцевых соединений пылепроводов следует применять из шнурового асбеста толщиной 10 мм при зазоре между фланцами 3 мм.

Предохранительные клапаны должны устанавливаться на оборудовании пылеприготовительных установок, работающих под разрежением или при давлении не более 1500 кгс/м² (1500 мм вод. ст.), для топлив всех видов, кроме антрацита и полуантрацита.

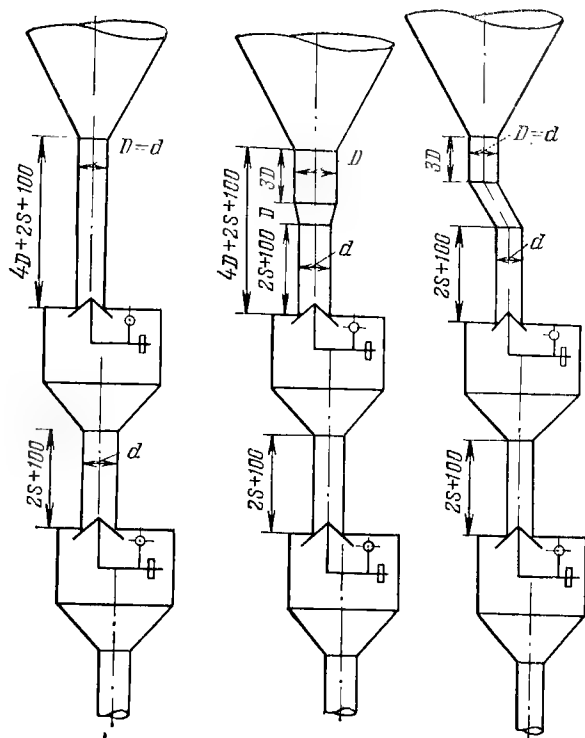


Рис. 3.19. Схемы установки мигалок с конусным клапаном под циклоном.

Оборудование пылеприготовительных установок, снабжаемых предохранительными клапанами, рассчитывается на прочность: в установках с шаровыми барабанными и среднеходными мельницами — на внутреннее давление 1,5 кгс/см²; в установках с молотковыми мельницами, а также с мельницами-вентиляторами — на давление 0,4 кгс/см².

Расчету подлежат элементы пылеприготовительных систем:

в установках с шаровыми барабанными мельницами — от выходного патрубка мельницы до горелок, за исключением бункеров пыли, питателей пыли, пылевых шнеков, лопастных затворов и компенсаторов;

в установках со среднеходными и молотковыми мельницами, а также с мельницами-вентиляторами — от выходного патрубка мельницы

до горелок, за исключением компенсаторов. Воздуховоды перед молотковыми мельницами до первого поворота, течи и питатели сырого угля должны быть рассчитаны на давление 0,4 кгс/см².

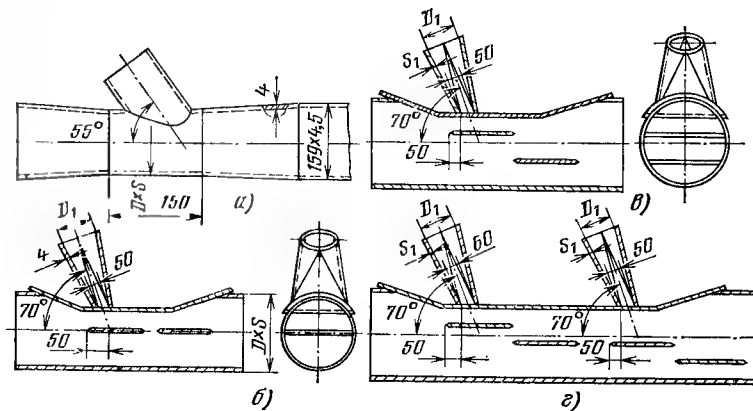


Рис. 3.20. Смесители пыли.

а, б — смесители L_y 150; D_y 200—300 с одним вводом пыли; в, г — смеситель D_y 350—600 с двумя вводами пыли.

Таблица 3.18. Основные размеры смесителей пыли

Наименование	Условный проход смесителя, мм								
	600	500	450	400	350	300	250	200	150
Наружный диаметр смесителя, мм	630	530	480	426	377	325	273	219	159
Толщина стенки трубы, мм	7	7	8	11	10	8	8	7	4,5
Длина перегородки, мм	460	390	350	305	270	230	195	155	—
Диаметр патрубка пыли, мм	205	205	205	150	150	150	100	100	89
Общая длина смесителя с одним подводом пыли, мм	1700	1500	1300	200	1100	1000	800	700	580
Общая длина смесителя с двумя подводами пыли, мм	2800	2350	2150	1850	1650	—	—	—	—

Таблица 3.19. Допуски при сборке блоков пылепроводов

Наименование	Допуск, мм
Длина трубы, патрубков, штуцера	± 3 на 1 м длины
Отклонение от чертежа осевой линии колес на или отвода	± 5 на 1 м длины
Отклонение расположения отверстий во фланцах под болты	$\pm 0,8$
Неразность поверхностей соединяемых фланцев для пылепроводов:	
$\varnothing 200-500$	2
$\varnothing$ свыше 500	3
Диаметр и эллиптичность пылепровода круглого сечения	0,003 от диаметра

В пылеприготовительных установках, не снабженных предохранительными клапанами, оборудование рассчитано на внутреннее давление: для топлив с выходом летучих на горючую массу не менее 35% (за исключением антрацитов и полуантрацитов) — по формуле

$$P_{\text{расч}} = 2,5 + 3,5P_{\text{нач}};$$

для топлив с выходом летучих на горючую массу более 35% — по формуле

$$P_{\text{расч}} = 3,5 + 4,5P_{\text{нач}},$$

где $P_{\text{расч}}$ — избыточное расчетное давление, кгс/см²; $P_{\text{нач}}$ — избыточное начальное давление в системе, кгс/см².

Расчет элементов пылесистемы производят на статическую нагрузку, исходя из допустимого напряжения, равного пределу текучести.

Элементы пылеприготовительных установок на прочность внутренним давлением не испытывают. Качество сварочных работ гарантируется контролем при производстве работ, допуском к сварочным работам квалифицированных сварщиков и тщательностью присмки.

Суммарное сечение всех предохранительных клапанов в пылеприготовительных установках, рассчитанных на внутреннее давление 1,5 кгс/см², должно составлять не менее 0,025 м², в установках, оборудование которых рассчитано на давление 0,4 кгс/см², — не менее 0,04 м² на 1 м³ объема. Сечение всех предохранительных клапанов (кроме клапанов на бункере пыли) следует выбирать исходя из объема всей пылеприготовительной установки, но без объемов бункера и пылепроводов от места подачи пыли к горелкам.

Предохранительные клапаны в установках, рассчитанных на внутреннее давление 1,5 кгс/см², устанавливают в следующих местах:

для установок с шаровыми барабанными мельницами — на трубопроводах у входной и выходной горловины с сечением клапанов на каждой стороне не менее 70% сечения пылепровода;

для установок со среднеходными мельницами с центробежными сепараторами, встроенными в корпус, — не менее двух клапанов на крышке для отвода взрывных газов из внутреннего конуса и не ме-

нее двух клапанов на наружном конусе сепаратора; общее сечение клапанов должно составлять не менее 0,025 м² на 1 м³ объема мельницы и сепаратора;

на пылепроводах при входе в циклон и на выходе из него; сечение каждого клапана должно быть не менее 70% сечения пылепровода;

на пылепроводе перед мельничным вентилятором или вентилятором запыленного первичного воздуха; каждый должен быть сечением не менее 70% сечения подводящего пылепровода;

на коробах первичного воздуха и сбросного сушильного агента, расположенных в непосредственной близости к мельничному вентилятору; сечение должно быть выбрано из расчета не менее 0,025 м² на 1 м³ объема короба;

при установке короба (разветвления к горелкам) сбросного сушильного агента на расстоянии более 10 м от мельничного вентилятора предохранительные клапаны устанавливают за мельничным вентилятором, а также на коробе или при разветвлении на горелки. Суммарное сечение клапанов у вентилятора и короба (разветвления) должно выбираться из расчета не менее 0,025 м² на 1 м³ объема пылепровода и короба (разветвления);

на бункерах пыли; сечение клапана 0,0025 м² на 1 м³ объема бункера, но не менее 0,5 м².

Предохранительные клапаны в установках с молотковыми мельницами и мельничными-вентиляторами, рассчитанными на внутреннее давление 0,4 кгс/см², должны быть установлены:

на воздухопроводе (газопроводе) — один или два клапана у входного патрубка мельницы;

при установке центробежного сепаратора — не менее двух клапанов на крышке для отвода взрывных газов из внутреннего конуса и не менее двух для отвода взрывных газов из наружного конуса;

при установке инерционного сепаратора — не менее одного на сепараторе или выходном патрубке;

при установке гравитационных шахт — один или два клапана на шахте. Длина патрубка от шахты до диафрагмы предохранительного клапана должна быть не менее 1,5 диаметра патрубка.

Общее сечение клапанов, устанавливаемых на воздухопроводе до мельницы, на сепараторе (шахте) или за ним, включая свободное сечение для выхода газов в топку через горелочные устройства (при длине пылепровода до горелки менее 10 его калибров), должно составлять 0,04 м² на 1 м³ объема мельницы, сепаратора (шахты), выходного патрубка и делителя пыли.

Предохранительные клапаны должны быть расположены на пылепроводах и газопроводах пылесистем, на поворотах так, чтобы исключалась возможность попадания выбрасываемых при взрыве газов на рабочие места и проходы, а также на кабельные линии, мазутопроводы, газопроводы и маслосопроводы.

При невозможности установки клапанов в местах, безопасных для обслуживающего персонала, нужно применять отводы.

При установке диафрагмы предохранительного клапана в конце патрубка (трубопровода) длина последнего не должна превышать 10 калибров $l/d_{\text{экв}} = 10$, где l — длина, а $d_{\text{экв}}$ — эквивалентный диаметр трубопровода.

При установке предохранительного клапана с отводом длина патрубка до места установки диафрагмы не должна превышать двух калибров, а длина отвода после диафрагмы — десяти калибров отвода. Сечение отвода должно быть не менее сечения клапана.

Диафрагмы предохранительных клапанов должны выполняться легкоразрывными, диаметром не более 1 м, из мягкой жести толщиной не более 0,5 мм, с одинарным швом посередине, либо из алюминиевого листа толщиной 0,5—1 мм с надрезом по средней линии на 50% толщины, либо из асбестового картона толщиной 3—5 мм. Более тонкие диафрагмы устанавливаются на клапанах диаметром менее 500 мм. Для клапанов с внутренней стороны устраивают поддерживающую решетку или сетку, выдерживающую массу не менее 100 кг, с размером ячейки сетки 25—50 мм. На оборудовании, пылепроводах и коробах, работающих под давлением, предохранительные клапаны устанавливаются с металлической круглой диафрагмой диаметром не более 60 мм (или другой формы сечением не более 0,285 м²). Диафрагмы могут быть сгруппированы в блоки, состоящие из нескольких диафрагм.

Диафрагмы из асбестового картона применяются до диаметра 500 мм и устанавливаются лишь внутри здания. При применении диафрагм из жести они должны иметь защиту от атмосферного воздействия и антикоррозионную защиту внутренней поверхности.

Патрубок до диафрагмы взрывного клапана должен быть вертикальным или иметь угол наклона к горизонту не менее 45°. Количество гибов и колен на отводах за диафрагмой должно быть минимальным, а взрывные газы от циклонов и бункеров пыли отводиться наружу.

Клапаны располагают снаружи здания с наклоном к горизонту не менее 45° и защищают покрытиями от атмосферных осадков.

Во всех случаях допускается замена одного клапана несколькими, сконцентрированными около защищаемого участка, суммарным сечением не менее сечения заменяемого клапана.

Для обслуживания устройства пожаротушения и предохранительных клапанов, а также для удаления пыли предусматриваются площадки и лестницы, дающие возможность легкого и быстрого доступа к оборудованию. Лестницы и площадки внутри помещения выполняют из просечно-вытяжной стали или решетчатыми для предотвращения скопления на них пыли. В местах обслуживания оборудования над предохранительными клапанами площадки делают сплошными.

3.10. МОНТАЖ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРОВ

Электрофилтры многопольные одностежковые — аппараты прямоугольной формы со стальным корпусом (табл. 3.20), предназначены для сухой высокоэффективной очистки от золы, газов, образующихся при сжигании твердого топлива. Внутри корпуса электрофилтра смонтированы осадительные и коронирующие иглообразные электроды. Коронирующие электроды подключены к высоковольтному источнику питания выпрямительным током напряжением 50—60 кВ (рис. 3.21).

Равномерное распределение дымовых газов по сечению электрофилтров достигается установкой решеток и газонаправляющих устройств на входе газов в аппарат.

Для очистки электродов от золы использованы механизмы встряхивания ударно-молоткового типа. Зола сыпается в сборные бункера, откуда удаляется в сухом виде или в виде пыли.

Электрофилтры типа УГ подразделяются на три габарита:

УГ1 — первый габарит с активной высотой коронирующих электродов 4200 мм;

УГ2 — второй габарит с активной высотой 7460 мм;

УГ3 — третий габарит с активной высотой 11 900 мм.

Условное обозначение типоразмера: У — унифицированный; Г — с горизонтальным ходом газа;

цифра после букв обозначает порядковый номер габаритной группы,

следующая цифра — количество электрических полей,

последние цифры — площадь активного сечения, м².

Таблица 3.20. Техническая характеристика электрофилтров Семибратовского завода газоочистительной аппаратуры

Марка электрофилтра	Площадь активного сечения, м²	Высота электрода, м	Габариты, м			Масса, т		
			ширина	длина	высота	корпуса	оборудования	общая
УГ3-4-265	265	12	29,9	24,8	21,8	452,4	698,0	1150,4
УГ3-4-230	230		26,7	24,8	21,8	387,3	622,8	1009,3
УГ3-4-177	177		20,1	24,8	21,8	286,8	455,0	741,8
УГ3-4-115	115		14,3	24,8	21,8	218,1	314,0	532,1
УГ3-4-88	88		11,3	24,8	21,8	191,2	233,0	424,2
УГ3-3-265	265		29,9	18,8	21,8	339,8	525,0	864,8
УГ3-3-230	230		26,7	18,8	21,8	298,8	468,0	766,8
УГ3-3-177	177		20,1	18,8	21,8	221,2	343,0	564,2
УГ3-3-115	115		14,3	18,8	21,8	166,3	236,0	402,3
УГ3-3-88	88		11,3	18,8	21,8	140,6	175,0	315,6
УГ2-4-74	74	7,2	14,0	18,6	15,4	126,7	165,0	291,7
УГ2-4-53	53		10,7	18,6	15,4	105,4	125,0	230,4
УГ2-4-37	37		8,2	18,6	15,4	72,6	86,0	158,6
УГ2-4-26	26		6,6	18,6	15,4	64,6	65,0	129,6
УГ2-3-74	74		14,0	14,1	15,4	98,1	126,0	224,1
УГ2-3-53	53		10,7	14,1	15,4	82,1	94,0	176,1
УГ2-3-37	37		8,2	14,1	15,4	56,4	65,0	121,4
УГ2-3-26	26		6,6	14,1	15,4	50,2	49,0	99,2

Примечание. Для всех типоразмеров электрофилтров: наибольшая температура газов — 250°C; допустимое разряжение газов на входе — 400 кгс/м²; гидравлическое сопротивление электрофилтра — 15 кгс/м².

Активная высота электродов — высота электрического поля, в котором происходит ионизация газа и зарядка улавливаемых частиц, равна высоте коронирующего электрода.

Площадь активного сечения — площадь поперечного сечения электрофилтра, в которой происходит ионизация газа и зарядка частиц. Площадь сечения ограничивается высотой электродов, ширина сечения представляет собой сумму расстояний в свету между осадительными электродами.

Осадительные электроды изготовлены в виде С-образных свободно подвешенных пластинчатых элементов, нижние концы которых закреп-

лены при помощи направляющих. Расстояние между плоскостями электродов 265 мм (рис. 3.22). Коронирующие электроды — ленты с выштампованными иглками — натянута на трубчатые рамы (рис. 3.23). Эффективность улавливания золы составляет 99%.

Электрофильтры первого и второго габаритов можно устанавливать вне здания с устройством шатра над крышей и механизмами встряхивания электродов.

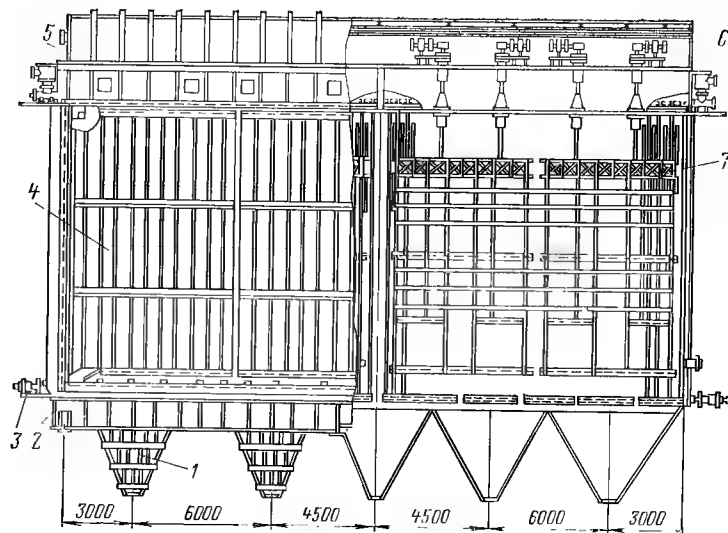


Рис. 3.21. Общий вид электрофильтра типа УГ-4-265.

1 — бункер; 2 — опорный пояс; 3 — привод механизма встряхивания осадительных электродов; 4 — газораспределительная решетка; 5 — корпус; 6 — привод балка; 7 — осадительный электрод; 8 — люки обслуживания; 9 — коронирующие электроды; 10 — диффузор; 11 — форкамера; 12 — боковая стенка; 13 — коробчатый электрод; 14 — конфузор.

Электрофильтры третьего габарита устанавливают вне здания без шатра. На тепловых электростанциях применяются, как правило, электрофильтры второго и третьего габаритов.

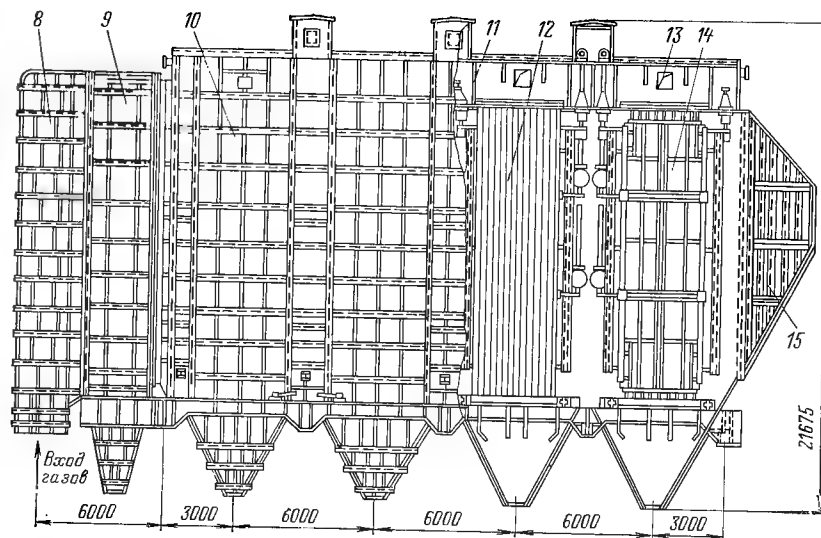
Оборудование электрофильтров поставляется следующими узлами: осадительные электроды, коронирующие электроды, механизмы встряхивания, форкамера, газораспределительные решетки, механизмы вибровстряхивания бункеров, механизмы встряхивания решеток, обогревающие устройства бункеров. Оборудование поставляется отдельными блоками, узлами и деталями в соответствующей заводской упаковке.

Корпуса электрофильтров изготавливаются и поставляются заводами-изготовителями Минэнерго СССР в виде отдельных блоков массой более 1000 кг и комплектов (щитов, стоек, балок и др.).

При приемке оборудования электрофильтров соблюдаются следующие требования:

пластины осадительных электродов должны быть изготовлены с допусками, указанными в проекте;

сварные трубчатые рамы коронирующих электродов должны быть без перекосов по диагоналям сверх допусков, указанных в проекте; центры отверстий в трубах рам для прохода проводов должны лежать на одной оси, а оси всех отверстий — в одной плоскости: смещение осей и отверстий должно быть в пределах допусков; на проволоку коронирующих электродов должен быть представлен сертификат;



ных электродов; 4 — газораспределительная решетка; 5 — корпус; 6 — привод балка; 7 — осадительный электрод; 8 — люки обслуживания; 9 — коронирующие электроды; 10 — диффузор; 11 — форкамера; 12 — боковая стенка; 13 — коробчатый электрод; 14 — конфузор.

стенки изоляторных коробов должны быть без вмятин, перекосов, эллипсность — более 10 мм, а также не должно быть выступающих сварных швов и наплывов на внутренней поверхности.

Проектом производства работ предусматривается индустриальный метод монтажа крупными блоками. Корпус электрофильтра может быть собран в следующие блоки:

блок опорного пояса с газотескающими листами и кронштейнами наружных площадок;

блоки каркаса, состоящие из вертикальных щитов-стоек, верхних щитов-ригелей (для жесткости на блоках устанавливаются монтажные связи);

блок форкамеры с газораспределительной решеткой и бункером; блоки бункеров.

Блоки корпуса собираются на бетонных тумбах. Осадительные и коронирующие электроды, а также рамы подвеса следует собирать в монтажные блоки на целое поле или полуполе массой 20—25 т. Сбор-

ка производится в специальном контейнере в вертикальном положении. Рамы подвеса, осадительные и коронирующие электроды предварительно собираются на стеллаже-кантователе, выводятся в вертикальное положение и заводятся в контейнер.

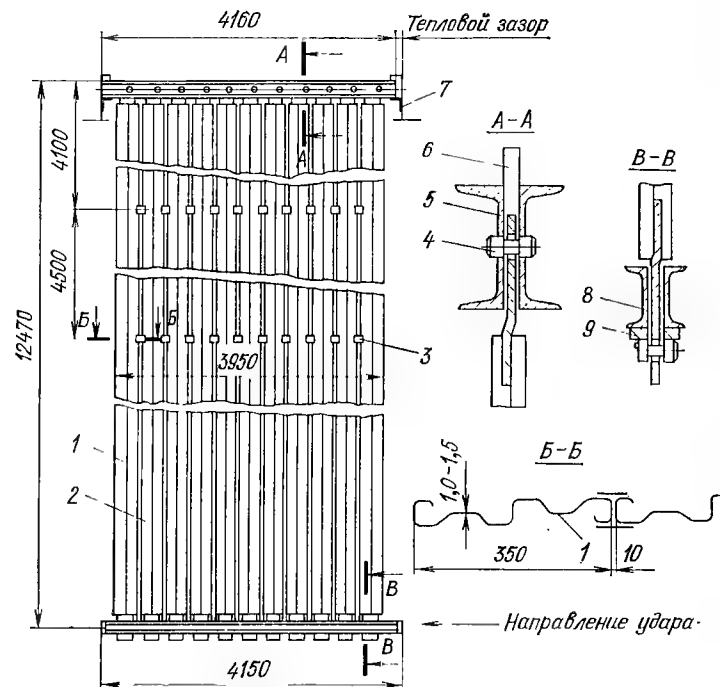


Рис. 3.22. Осадительный электрод.

1 — элемент крайний; 2 — элемент со скобами; 3 — скобки; 4 — конец подвеса; 5 — балка подвеса; 6 — пластина фиксации балки; 7 — карниз; 8 — балка встраивания; 9 — сухари с наклонными гранями.

Основные несущие элементы корпуса рассчитаны на восприятие нагрузок от массы основного оборудования электрофильтра, изоляции, золь, осевшей на электродах, а также на восприятие ветровых нагрузок и нагрузок от внутреннего давления или разрежения.

Опорный пояс корпуса устанавливается на колонны постаментов. Пять опорного пояса опираются на балансиры неподвижных или скользящих опор, передающих осевые нагрузки на колонны.

Основными несущими элементами корпуса являются опорный пояс, стойки и поперечные балки (ригели). Стенки корпуса не являются несущими, устанавливаются между стойками и создают замкнутое пространство корпуса. Между ригелями предусмотрены монтажные проемы, через которые можно производить загрузку и устанавливать оборудование полей электрофильтра.

Конструкции корпусов позволяют вести загрузку оборудования в каждое поле не только сверху, но и сбоку. Возможность боковой загрузки оборудования важна из-за большой высоты корпусов и электродов электрофильтров УГЗ.

Базой установки (подвески) осадительных электродов служат карнизы из уголков, которые приваривают на монтаже к стенкам поперечных ригелей. Базой установки (подвески) коронирующей системы служат днища ригелей.

При сборке блоков, монтаже и сварке элементов металлоконструкций корпуса электрофильтра следует руководствоваться СНиП III-18-75 «Металлические конструкции». Правила изготовления, монтажа и приемки».

Производят контрольную сборку опорного пояса корпуса. В пределах монтажного блока опорного пояса полностью заваривают все сварные швы и проверяют на плотность керосином.

По каркасу корпуса собирают П-образные монтажные блоки — входной, выходной и промежуточные, состоящие из несущих стоек, балок крышек и внутренних площадок и других элементов. Состав блока определяется в технологических картах. Все блоки должны быть полностью собраны на стенде и сварены. Сварные швы проверяют керосином.

Опорный пояс устанавливают строго горизонтально с опиранием на все колонны постаментов без зазоров.

Геометрические размеры при сборке и монтаже корпуса электрофильтра должны соответствовать рабочим чертежам в пределах допусков (табл. 3. 21).

При сборке осадительного электрода в горизонтальном положении следует пальцы подвеса к балке подвеса прихватить точечной электросваркой. Установить в нижней части осадительного электрода балку изгибания, сухари и приварить скобу.

Электроды второго габарита допускается поднимать в вертикальное положение за балку подвеса, электроды третьего габарита поднимать только в жесткой раме или вместе с коронирующим электродом.

Осадительные электроды третьего габарита монтируются блоками, собранными в специальном стенде-накопителе. При установленных гребенках нижние балки отклонение по шагу электродов, замеренное на любом уровне по высоте, не должно превышать допусков ± 5 мм.

Для установки осадительных электродов служат уголки, привариваемые к балкам корпуса на монтаже. Уголки являются карнизами, на которые электроды устанавливаются своими верхними балками подвеса.

Карнизные уголки в монтажных проемах полей с учетом различного теплового удлинения электродов и прогиба балки ригеля приваривают не на одном горизонтальном уровне, а со смещением к центру

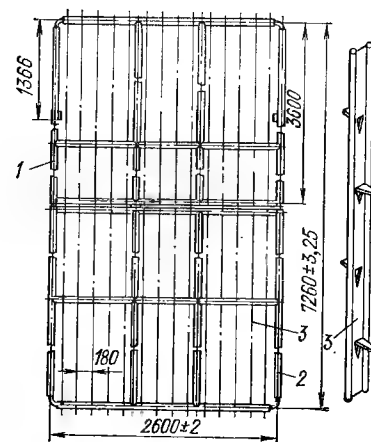


Рис. 3.23. Коронирующий электрод.

1 — рама верхняя; 2 — рама нижняя; 3 — игольчатый коронирующий электрод.

Таблица 3.21. Допускаемые отклонения при сборке и монтаже корпуса электрофилтра

Наименование	Отклонение
Сборка корпуса	
Непараллельность продольных элементов несущих стоек, колонн, мм	1 на 1 м длины, но не более 10 мм на весь размер
Непараллельность горизонтальных элементов балок, опорного пояса, мм	1 на 1 м длины, но не более 5 мм на весь размер
Разность размеров диагоналей опорного пояса, мм	20
Монтаж корпуса	
Отклонение в плане по осям, рядам и диагоналям, мм	20
Отклонение колонн по вертикали на всю высоту, мм	20
Отклонения по высотной отметке поверхности закладных плит и верха металлической колонны, мм	-2
Высота корпуса (от опорного пояса до пола изоляторных коробок), мм	10
Ширина корпуса в свету, мм	+15 ÷ -5
Ширина монтажного проема, мм	5
Отклонение несущих стоек, мм:	
от поперечной плоскости корпуса	
УГ2	5
УГ3	10
от продольной плоскости корпуса	
УГ2	15
УГ3	20

поля вверх, причем крайние осадительные электроды устанавливают по проекту выше рабочего положения на определенную величину. Так, для электрофилтра УГЗ-177 высота подъема карниза от проектной горизонтальной линии h составляет:

Номер уголка карниза	1	2	3	4	5	6	7
Высота h , мм	37	35	35	31	23	13	13

Для электрофилтров других типоразмеров приварку карнизов ведут по схемам заводских инструкций на монтаж или согласно указаниям в рабочих чертежах.

Установка электродов в корпусе выполняется с шагом 275 мм с допуском не более 2 мм. Отсчет размеров каждого электрода ведется от средней оси корпуса в обе стороны.

Сборку коронирующего электрода производят на стенде (рис. 3.24). В подвешенном вертикальном положении прогиб электрода в любом направлении, неплоскостность и пропеллерность допускаются не более 5 мм.

После установки коронирующих электродов в корпусе отклонение от проектного положения между осадительными электродами в любую сторону допускается не более 5 мм.

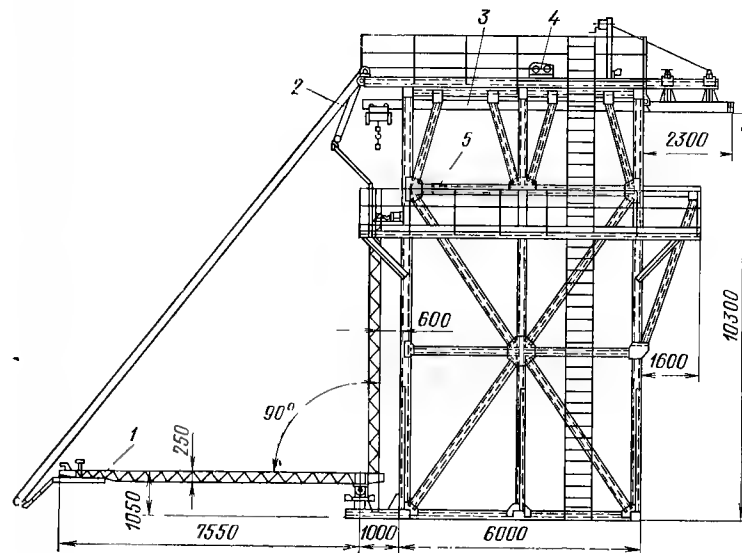


Рис. 3.24. Стенд-накопитель для сборки и контроля электродов электрофилтров.

Сборка рам подвеса коронирующих электродов производится на стенде в горизонтальном положении. Все болтовые соединения должны быть затянуты окончательно.

Рама подвеса коронирующих электродов предварительно выставляется в проектное положение на временных подвесках. Допустимое отклонение по верхней балке и по нижнему уголку не более 5 мм. Стойки рамы проверяются по отвесу. Допустимое отклонение на всю высоту стойки не более 10 мм. При установке рам подвеса проверяют размеры между рамами и поперечной осью поля. Допустимая разница в размерах не более 5 мм.

После окончательной выверки рам подвеса и центровки коронирующих электродов в корпусе производят обварку болтовых соединений рамы.

Установка опорно-проходных изоляторов и труб подвеса выполняется до снятия временных подвесок рам подвеса. После дополнительной подтяжки гаск труб подвеса временные подвески демонтируют.

При монтаже блоков встряхивания осадительных электродов необходимо их выставить, согласуя ось штока среднего электрода с продольной осью поля, установить смежные блоки, выдерживая размер

275±1 мм между осями двух крайних в блоках штоков, проверить контакты наковален и полосы встряхивания со штоком. При отклонении от отвеса более 5 мм блоки поправить.

Центровку молотковых валов проводят согласно привязочным размерам от оси вала до оси торца штока. Устанавливают входной вал и соединяют его с молотковым валом шарнирной муфтой.

При монтаже блоков встряхивания коронирующих электродов штоки относительно наковален могут иметь отклонение не более 5 мм в любую сторону от центра.

Центровку молотковых валов относительно установки штоков выполняют по привязочным размерам, указанным в чертежах. Установка блока пальцевых шестерен должна обеспечить соосность всех установок молотковых валов в пределах 2 мм.

Монтаж приводов механизмов встряхивания заключается в установке редуктора и электродвигателя в проектное положение.

При установке изоляторных коробов проверяют размер по вертикали между осями отверстий под соединительные пальцы вала-изолятора по чертежу, отклонение допускается не более 10 мм. Валу-изоляторы перед установкой необходимо просушить при температуре 60—80°С в течение 24 ч.

Ножи заземления устанавливают так, чтобы наименьшее расстояние от ножа до замыкающих губок было не менее 150 мм.

Изоляторную коробку заваривают по всему периметру прилегания плотным швом изнутри. Соединительная шпилька от шапки проходного изолятора должна быть концентрична с фланцем защитного кожуха с допуском 10 мм.

Проверка правильности монтажа оборудования электрофильтра и его соответствие технической документации производится в следующем порядке: выполняют монтаж устройств, предусмотренных правилами техники безопасности обслуживания электрофильтров; проверяют механизмы встряхивания и выполняют обкатку в течение 24 ч.

После обкатки производят осмотр механизмов встряхивания, в которых не должно быть ослабления крепежа и наковален коронирующих электродов. Осматривают электроды и наковальни, проверяют целостность и чистоту изоляторов.

Перед опробованием полей электрофильтра током высокого напряжения необходимо:

проверить качество установки электродов и центровку их с помощью шаблонов;

проверить каждое поле на отсутствие короткого замыкания и утечку тока мегаомметром до 50 МОм, устранить пылевые отложения с опорных и опорно-проходных изоляторов;

произвести проверку и подготовку к работе агрегатов электропитания;

включить электрообогрев кварцевых опорно-проходных изоляторов, убедиться в его нормальной работе;

включить в работу все механизмы встряхивания и убедиться в их работе.

Комплексное опробование электрофильтров на воздухе начинают с включения на постоянную работу механизма встряхивания электродов, механизмов встряхивания решеток, удаления пыли, электрообогрева кварцевых фильтров.

Продолжительность комплексных испытаний на воздухе 24 ч. В начале и в конце испытаний необходимо снять вольт-амперные характеристики.

В процессе испытаний проверяют установку программы автоматического управления встряхивания электродов, решеток, вибровстряхивания бункеров. Проверяют срабатывание тепловой и магнитной защиты в пусковых автоматах электродвигателей всех механизмов, а также работу автоматики и переключения электрообогрева изоляторов.

По окончании испытаний производят осмотр всего оборудования электрофильтра по заранее намеченной схеме для оценки технического состояния его после проведения испытания.

Сдачу и приемку электрофильтра после монтажа оформляют специальным актом о проведении комплексных испытаний (на воздухе).

3.11. МОНТАЖ МОКРЫХ СКОРОСТНЫХ ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ

Мокрые скоростные золоуловители МС-ВТИ (табл. 3.22) предназначены для очистки дымовых газов от летучей золы с высоким содержанием окиси кальция (15—35% СаО) при сжи-

Таблица 3.22. Мокрые скоростные золоуловители ВТИ треста „Теплоэнергооборудование“

Наименование	Марка золоуловителя					
	МС-ВТИ 4500	МС-ВТИ 4000	МС-ВТИ 3600	МС-ВТИ 3200	МС-ВТИ 3000	МС-ВТИ 2800
Производительность, тыс. м³/ч	25,0	200	160	125	108	90
Общий расход воды на орошение, Вт/ч	37,0	30,3	25,0	20,0	17,7	15,4
том числе:						
труба Вентури, т/ч	30,0	24,0	19,3	15,0	13,0	11,0
капсуловитель, т/ч	7,0	6,3	5,7	5,0	4,7	4,4
Габариты, м:						
диаметр внутренний по металлу	4,5	4,0	3,6	3,2	3,0	2,8
общая высота	15,25	13,61	12,29	10,98	10,32	9,66
высота до упорного фланца	13,95	12,45	11,25	10,05	9,45	8,85
Размеры трубы Вентури на входе газов, м, длина × ширина	3,0 × 1,29	2,64 × 1,13	2,36 × 1,02	1,98 × 1,01	1,79 × 0,93	1,62 × 0,84
Расстояние от оси корпуса до оси трубы, м	5,49	4,93	4,54	4,31	4,07	3,75
Масса, т:						
металла аппарата	18,0	14,2	11,5	9,1	8,0	7,0
трубы Вентури	1,66	1,33	1,12	0,92	0,82	0,68
Масса противокоррозионной защиты, т	24,82	19,46	15,85	13,10	11,03	9,8
Кислородоупорные плитки 1П15-35 ТПШ, м²	248	195	158	132	110	98
Максимальная масса при аварийном заполнении водой, т	80,0	70,0	49,0	36,0	32,0	27,0

гашии твердого топлива в котлах паропроизводительностью 320, 420, 500 и 670 т/ч, при этом приведенная сернистость топлива должна быть не более 1%.

Принципиальное отличие мокрых золоуловителей МС-ВТИ от применяемых аппаратов с трубами Вентури состоит в основном в конструкции трубы Вентури, которая выполнена таким образом, что при улавливании золы с высоким содержанием окиси кальция на ее по-

верхности не образуется отложений. Эти и другие преимущества золоуловителей позволяют их устанавливать на электростанциях, сжигающих такие топлива, как торф, донецкие, кузнецкие и другие угли.

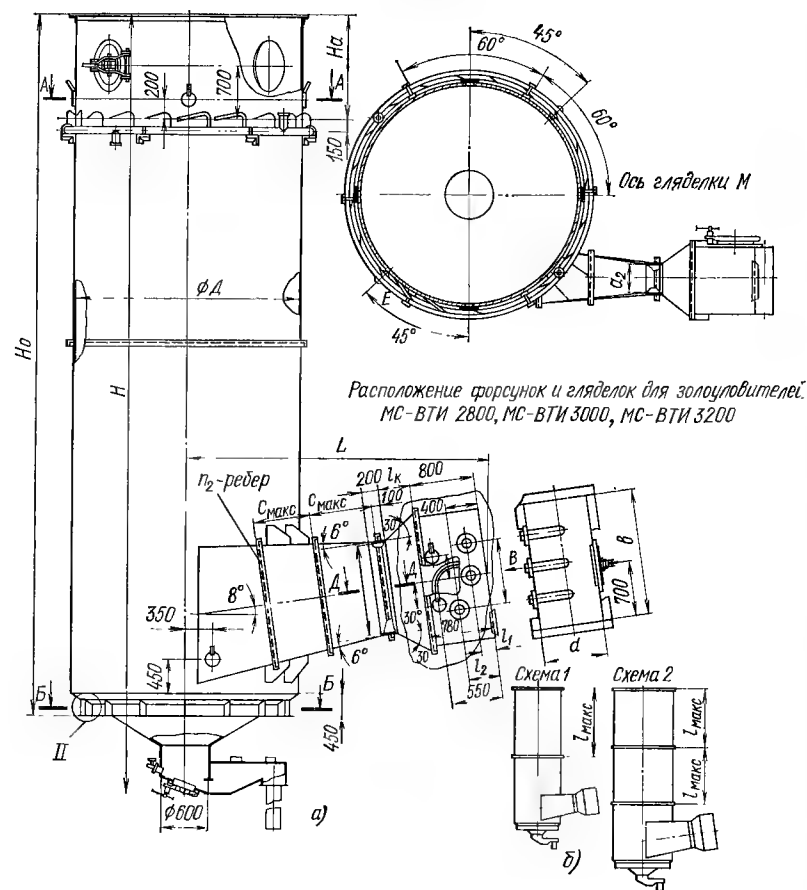


Рис. 3.25. Мокрый скоростной золоуловитель.

а — общий вид; б — расположение колец жесткости: схема 1 — для диаметров 2800, 3000 и 3200 мм; схема 2 — для диаметров 3600, 4000, 4500 мм.

В отличие от применяемых круглых труб Вентури в аппаратах МС-ВТИ используются трубы Вентури прямоугольной формы, что упрощает изготовление входных патрубков.

Мокрый скоростной золоуловитель МС-ВТИ состоит из цилиндрического скруббера-каплеуловителя и тангенциально соединенной с ним прямоугольной трубы Вентури, которая имеет разгонный участок, конфузор, горловину и диффузор (рис. 3.25).

Скруббер-каплеуловитель — стальной сварной цилиндр с толщиной стенки 6 мм, в нижней части которого имеется коническое днище с гидрозатвором. В верхней части цилиндра тангенциально установлены оросительные сопла для пленочного орошения его внутренней поверхности.

Для надежной работы золоуловителей важно обеспечить постоянное давление воды перед соплами каплеуловителя 0,1—0,15 кгс/см² и перед орошающими форсунками трубы Вентури 1,2 кгс/см². Вода подается насосами через гравийные фильтры. На трубопроводах подачи воды устанавливаются специальные регуляторы давления.

Основные показатели золоуловителей

КПД золоуловителя при номинальных условиях, %	95—97
Температура газов на входе, °С	до 200
Охлаждение дымовых газов в золоуловителе, °С	50
Гидравлическое сопротивление при номинальной производительности, мм вод. ст.	80—90
Расход воды на орошение трубы Вентури при давлении 1,2 кгс/см ² , л/м ³	0,12
Расход воды на орошение корпуса золоуловителя при давлении 0,15 кгс/см ² , л/м	0,5 периметра

Золоуловители диаметром 2800, 3000 и 3200 мм поставляются заводами-изготовителями в собранном виде, а трубы Вентури — отдельно. Золоуловители диаметром 3600, 4000 и 4500 мм поставляются транспортными узлами, в том числе: коническое днище с опорным

Таблица 3.23. Допускаемые отклонения при монтаже мокрых золоуловителей

Наименование	Отклонение, мм
Отклонение высотных отметок фундамента	±15
Отклонение осей анкерных болтов от проектного положения	±10
Отклонение корпуса от вертикали	1 мм на 1 м высоты
Овальность корпуса (разность между максимальным и минимальным диаметрами)	Не более ±0,01 проектного диаметра
Отклонение присоединительных размеров патрубков	В пределах ±5
Отклонение оси сопла орошающего устройства	±2°

кольцом из двух половинок; средняя цилиндрическая часть в виде рулона; верхняя часть из двух половинок, труба Вентури и отдельно орошающая система и другие мелкие детали.

До установки золоуловителя (табл. 3.23) укрупняются на сборочной площадке или недалеко от места установки.

В процессе сборки металлических корпусов золоуловителей сварные швы должны проверяться на плотность. Швы стыковых соединений

обильно смачивают керосином (пульверизатором не менее 2 раз с перерывами в 10 мин). На поверхности, покрытой меловым раствором, в течение 4 ч после смачивания не должно появляться ржавых пятен.

Ось сопла орошающего устройства должна иметь направление под углом 10° вниз от горизонтальной плоскости.

Корпус и днище золоуловителей футеруют изнутри кислотоупорной керамической плиткой, уложенной на замазке арзамит-5 поверх четырех слоев эпоксидной шпаклевки. Поверхность футеровки должна быть ровной, гладкой. Наличие на поверхности футеровки трещин и раковин не допускается. Переход футеровки с нижней конусной части корпуса на сливную трубу должен быть сделан заподлицо с торцом трубы и обеспечивать свободный и полный сток шлама.

Форсунки мокрых золоуловителей до их установки испытывают рабочим давлением воды.

Трубопроводы промывочной воды до установки для удаления окалины промывочных приспособлений (брызгал, форсунок) должны быть промыты.

Приварку штуцеров и фланцев, предназначенных для крепления форсунок к корпусу уловителя, выполняют при монтаже до футеровки или металлохимзащиты; приварка должна обеспечить проектную установку форсунок как по направлению, так и по глубине.

Трубопроводы испытывают гидравлическим давлением 6 кгс/см² и результаты испытания оформляют актом.

На смонтированных золоуловителях перед сдачей заказчику для комплексного опробования на газе проверяют работу систем орошения форсунок и слива воды.

3.12. МОНТАЖ БАТАРЕЙНЫХ ЦИКЛОНОВ

Батарейные циклоны — сухие инерционные золоуловители, состоят из циклонных элементов, объединенных в одном корпусе с бункером (см. рис. 3.25, табл. 3.24). Циклонный элемент состоит из корпуса диаметром 254 мм, выхлопной трубы диаметром 133×4 мм и направляющего аппарата с закручивающими лопатками, которые создают вращение потока газов (рис. 3.26).

В батарейных золоуловителях улавливается 70—85% золы, их устанавливают на котлах средней производительности до 160 т/ч, а также на котлах при слоевом сжигании топлива.

Батарейные золоуловители для котлов производительностью до 20 т/ч поставляются в блочном исполнении совместно с корпусом.

При присемке в монтаж батарейных циклонов тщательно проверяют соответствие их геометрическим размерам и допускам, указанным в чертежах, правильность сочленения деталей, герметичность швов и чистоту внутренних поверхностей, соприкасающихся с газом;

направляющие аппараты должны быть одинаковы по ширине, без неровностей и заусенцев, иметь гладкие поверхности без наплывов и раковин;

наклон лопастей направляющих аппаратов батарейных циклонов должен быть постоянным по длине и одинаковым для каждой лопасти. Угол наклона лопастей направляющих аппаратов должен быть выдержан с точностью до 1°.

Сборка и сварка элементов решетки производятся с выверкой на поверочной плите, при этом не допускаются перекосы, выпучины или вмятины решеток глубиной более 3 мм. Расхождения между центрами

отверстий нижней и верхней опорных решеток допускаются не более 5 мм.

Перед установкой корпусов отдельных элементов батарейных циклонов производят контрольную сборку и проверку допусков. Собранные

Таблица 3.24. Батарейные золоуловители для котлов 160—25 т/ч

Производительность котла, т/ч	Типоразмер золоуловителя	Общее количество элементов, шт.	Расход газа, м ³ /с	Основные размеры, м				
				Ширина	Длина	Высота		
						Входа	бункера	корпуса
160	БЦ-1×10×10	400	92,7	3,03	11,48	1,15	2,42	3,0
	БЦ-4×9×10	360	83,5	2,76	11,48	1,05	2,42	2,0
	БЦ-2×10×16	320	75,5	3,03	9,1	1,15	3,83	3,0
120	БЦ-4×9×9	324	75,4	2,75	10,36	1,05	2,17	2,90
	БЦ-2×11×14	308	71,5	3,31	7,98	1,25	3,38	3,11
	БЦ-4×8×9	288	68,8	2,48	10,36	0,95	2,18	2,8
90	БЦ-2×10×12	240	55,8	3,03	6,86	1,16	2,30	3,05
	БЦ-2×10×11	220	51,0	3,03	6,30	1,16	2,65	3,0
	БЦ-2×10×10	200	46,4	3,03	5,74	1,16	2,41	3,0
75	БЦ-2×9×10	180	41,8	2,75	5,74	1,06	2,41	2,9
	БЦ-2×9×9	162	37,7	2,75	5,18	1,06	2,17	2,9
60	БЦ-1×11×12	132	30,6	3,32	3,43	1,23	2,9	3,16
	БЦ-1×10×11	110	25,5	3,04	3,15	1,15	2,66	3,06
50	БЦ-2×8×8	128	29,8	2,47	4,62	0,95	1,94	2,8
	БЦ-2×7×8	112	26,0	2,19	4,62	0,95	1,94	2,7
35	БЦ-1×10×10	100	23,2	3,03	2,87	1,15	2,42	3,0
	БЦ-1×9×10	90	20,9	2,72	2,87	1,05	2,42	2,95
25	БЦ-2×6×6	72	16,7	1,91	3,5	0,75	1,44	2,6
	БЦ-1×8×8	64	14,8	2,75	2,33	0,95	1,93	2,8

ные корпуса элементов маркируют. При установке на нижней опорной решетке корпусов элементов необходимо соблюдать их соосность с выхлопными трубами.

Между фланцами корпусов элементов для обеспечения герметичности укладывают асбестовые прокладки толщиной 5 мм. Пространство над нижней опорной решеткой засыпают просеянным шлаком (размер зерен 0,5—2 мм) на всю высоту корпусов элементов.

Сварные швы крепления верхней опорной решетки к корпусу проверяют на плотность керосином.

При установке элементов циклона щупом проверяют зазоры между стенкой корпуса элемента и кромкой направляющего аппарата. Зазоры по всей окружности не должны превышать 1,25 мм.

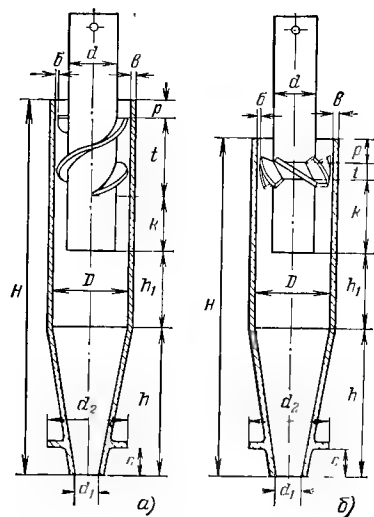


Рис. 3.26. Элементы батарейного циклона.

a — винт; б — розетка.

Рис. 3.27. Секция батарейного циклона.

1 — выход газов; 2 — верхняя трубная доска; 3 — вход газов; 4 — циклонный элемент; 5 — корпус; 6 — просеянный шлак; 7 — нижняя опорная решетка; 8 — бункер; 9 — направляющий аппарат.

Смонтированные батарейные циклоны перед сдачей заказчику для комплексного опробования на газе проверяют на плотность всего корпуса опрессовкой воздухом давлением 250 мм вод. ст. Корпус считается герметичным, если давление воздуха в нем в течение 1 ч понизится не более чем на 20 мм вод. ст. (рис. 3.27).

Часть II. Реакторы атомных электростанций

Раздел четвертый

МОНТАЖ КАНАЛЬНЫХ ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРОВ

4.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Основные определения даны в соответствии с ГОСТ 23082-78 «Реакторы ядерные», «Правилам устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок» (Металлургия, 1973) и «Правил ядерной безопасности атомных электростанций» (ПБЯ-04-74) (Атомиздат, изд. 2-е, 1977).

Ядерный реактор — устройство, предназначенное для организации и поддержания управляемой цепной реакции деления ядер.

Корпусный реактор — ядерный реактор, активная зона которого находится в корпусе, способном выдержать термические нагрузки и давление теплоносителя.

Канальный реактор — гетерогенный реактор, в активной зоне которого топливо и циркулирующий теплоноситель содержатся в отдельных герметичных технологических каналах, способных выдержать допустимое для реактора давление теплоносителя.

Реактор-размножитель (размножитель) — ядерный реактор, в процессе работы которого производится ядерное топливо в количествах, больших, чем сжигаемое.

Кипящий реактор — ядерный реактор, в процессе работы которого теплоотвод от активной зоны осуществляется водой при кипении.

Графитовый реактор — ядерный реактор, в котором замедлителем является графит.

I контур АЭС — главный циркуляционный контур водо-водяных реакторов с «недогретой» водой, состоящий из реактора, парогенераторов (теплообменников), главных циркуляционных насосов, арматуры и трубопроводов, объединяющих это оборудование, а также системы компенсаций объема. В канальных графитовых реакторах первый контур состоит из каналов реактора, коллекторов, барабанов-сепараторов и нагревателей, обеспечивающих многократную принудительную циркуляцию теплоносителя в контуре, арматуры и трубопроводов, объединяющих оборудование контура.

Система I контура АЭС — главный циркуляционный контур и вспомогательные системы заполнения, дренажирования, очистки теплоносителя, разогрева и расхолаживания отдельных технологических петель контура, удаления и хранения радиоактивных сбросов из I контура.

II контур АЭС — контур, состоящий из паропровода от парогенераторов или барабанов-сепараторов до главных паровых задвижек турбин и включающий в себя все оборудование и трубопроводы конденсата, питательной воды, отборного и редуцированного пара, а также кон-

тур, состоящий из трубопровода и оборудования и предназначенный для притока теплоты от первого контура.

Система управления и защиты (СУЗ) — технологическая система реактора АЭС, представляющая собой совокупность устройств, предназначенных для контроля мощности (интенсивности цепной реакции), управления цепной реакцией, аварийного гашения цепной реакции.

Физический пуск АЭС — загрузка активной зоны штатными теплоделяющими сборками (ТВС), достижение критического состояния реактора и выполнение необходимых экспериментов на уровне мощности, при которой разогрев теплоносителя энергией деления незначителен.

Энергетический пуск АЭС — вывод реактора с уровня мощности физического пуска до уровня, достаточного для пуска турбины и проведения необходимых экспериментов при поэтапном подъеме мощности.

4.2. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА АЭС С РЕАКТОРОМ РБМК-1000 И КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ

Реактор РБМК-1000 — ядерный, энергетический, каналный графитовый реактор на тепловых нейтронах с прямым циклом.

I контур на АЭС с реактором РБМК-1000 состоит из каналов реактора, коллекторов, барабанов-сепараторов и пистетелей, обеспе-

Таблица 4.1. Основные характеристики реактора РБМК-1000

Наименование	Показатель
Электрическая мощность, МВт	1000
Тепловая мощность, МВт	3140
Расход теплоносителя, т/ч	37 500
Паропроизводительность, т/ч	5400
Давление в сепараторе, кгс/см ²	70
Температура насыщенного пара, °С	284
Температура воды на входе в реактор, °С	270
Активная зона:	
диаметр, м	11,8
высота, м	7
количество рабочих каналов,	2044
каналов СУЗ и каналов-отражателей, шт.	1,8
Среднее обогащение урана, %	50 350
Масса монтируемого оборудования, трубопроводов и металлоконструкций, т	

чивающих многократную принудительную циркуляцию теплоносителя в контуре, арматуры и трубопроводов, объединяющих оборудование контура (табл. 4.1).

В схеме АЭС с реактором РБМК-1000 (рис. 4.1) насыщенный пар, вырабатываемый реактором, отделяется от воды в барабане-сепараторе и направляется непосредственно в турбины, а конденсат подается в циркуляционный контур реактора.

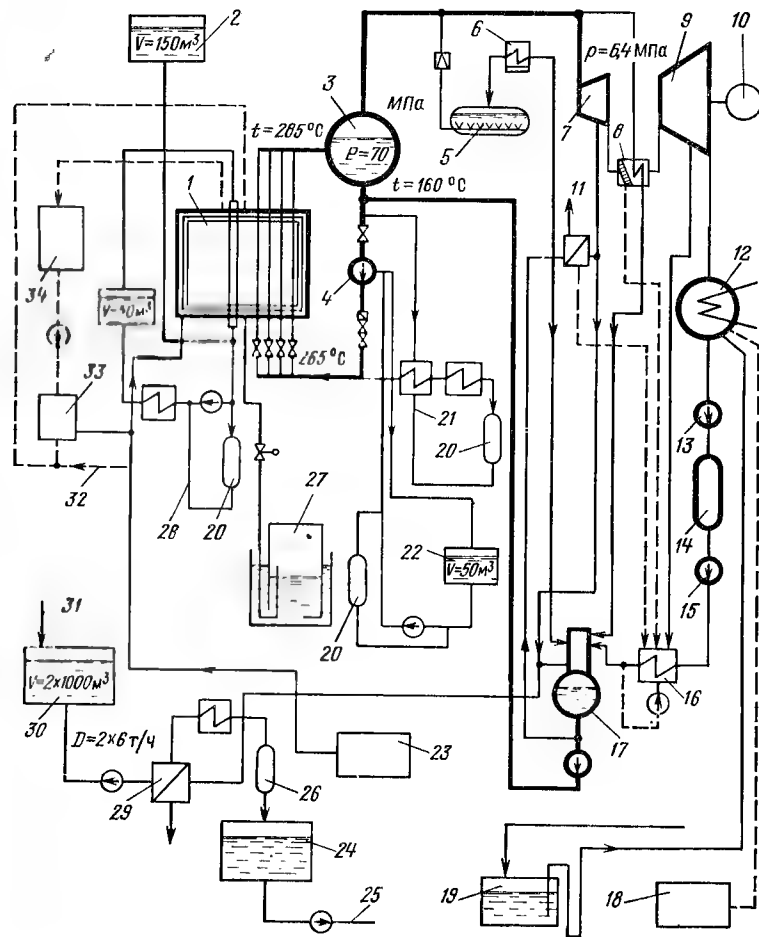


Рис. 4.1. Принципиальная схема АЭС с реактором РБМК.

1 — реактор; 2 — аварийный бак системы охлаждения СУЗ; 3 — барабан-сепаратор; 4 — главный циркуляционный насос; 5 — барботер; 6 — технологический конденсатор; 7, 9 — цилиндры соответственно высокого и низкого давления турбины; 8 — сепаратор-пароперегреватель; 10 — генератор; 11 — пар на уплотнения турбины; 12 — конденсатор; 13 — конденсатный насос I ступени; 14 — фильтр конденсатоочистки; 15 — конденсатный насос II ступени; 16 — подогреватели низкой температуры; 17 — деаэратор; 18 — газоочистка; 19 — добавок химически очищенной воды; 20 — фильтр; 21 — байпасная очистка воды I контура; 22 — система уплотнения сальников ГЦН; 23 — две азотные установки по 135 л/ч; 24 — бак чистой воды; 25 — на заполнение контура и на дезактивацию; 26 — фильтр очистки конденсата; 27 — газгольдер; 28 — байпасная очистка воды системы охлаждения СУЗ; 29 — выпарной аппарат; 30 — бак грязного конденсата; 31 — опорожнение контуров и бассейнов; 32 — гелий для подпитки от баллонов; 33 — установка для очистки гелия; 34 — система контроля влажности кладки реактора.

Отвод теплоты, выделяемой в реакторе, обеспечивается контуром многократной принудительной циркуляции (МПЦ), состоящим из двух петель. Циркуляция теплоносителя в каждой петле осуществляется с помощью четырех главных вертикальных циркуляционных насосов. Три из них являются рабочими, а один — резервным. Вода по опускающим трубам из барабана-сепаратора поступает во всасывающие коллекторы и от них — на всас главных циркуляционных насосов.

При давлении 70 кгс/см² вода поступает в напорные коллекторы и далее в групповые распределительные коллекторы, из которых направляется по трубным водяным коммуникациям в технологические каналы. Проходя их, вода отводит теплоту от тепловыделяющих сборок (ТВС) и графитовой кладки, за счет чего подогревается, частично испаряется и поступает в виде пароводяной смеси по трубам пароводяных коммуникаций из реактора в барабаны-сепараторы.

На блоке установлено четыре барабана-сепаратора (по два на каждую петлю циркуляции). Сепаратор пара предназначен для разделения пароводяной смеси на пар и воду и получения сухого насыщенного пара.

На каждом барабано-сепараторе установлено по два паросборных коллектора, и от каждого из них идет паропровод к одной из двух турбин. Таким образом, при работе как двух, так и одной турбины действуют все четыре барабана-сепаратора.

За каждый полный цикл обращения теплоносителя в контуре МПЦ происходит испарение лишь части воды, поэтому расход воды через контур намного превышает паропроизводительность реакторной установки: для того чтобы объем воды, заключенный в контуре МПЦ, превратить в пар, необходимо осуществить многократную циркуляцию теплоносителя через контур, чем и объясняется название — контур многократной принудительной циркуляции.

Все части оборудования и трубопроводов контура МПЦ, соприкасающиеся с теплоносителем, изготовлены из коррозионно-стойких материалов, чтобы уменьшить загрязнение контура продуктами коррозии.

Реактор РБМК-1000 размещен в бетонном боксе (рис. 4.2). Силовые и ограждающие элементы реактора выполнены в виде специальных металлических конструкций — крестообразных опор нижней плиты, нижней и верхних плит, нижнего и верхнего баков биологической защиты, компенсаторов, кожуха. Эти металлоконструкции образуют четыре замкнутых пространства:

реакторное пространство (РП) — пространство между кожухом и плитами реактора, в нем расположены графитовая кладка и активная зона реактора. Реакторное пространство заполнено смесью азота и гелия. Смесь этих газов предотвращает выгорание графитовой кладки при высоких рабочих температурах графита, а при наличии гелия улучшаются процессы теплообмена между графитом и охлаждаемыми каналами;

межкомпенсаторное пространство (МКП) — пространство между плитой — ограничено компенсаторами верхней плиты;

межреакторное пространство (МРП) — ограничено внутренней обечайкой бака биологической защиты, кожухом, нижним компенсатором верхней плиты и верхним компенсатором нижней плиты;

межкомпенсаторное пространство нижней плиты (МКПН) — ограничено компенсаторами нижней плиты.

Во время эксплуатации эти пространства заполняются азотом. МКПН нижней плиты засыпается серпентинитовой смесью. Азот в перечисленных полостях находится под давлением и препятствует проник-

новению радиоактивных газов из реакторного пространства и выходу их за пределы реактора.

Графитовая кладка является замедлителем и отражателем нейтронов в реакторе. Центральная зона графитовой кладки служит для замедления нейтронов, в этой зоне располагаются технологические каналы реактора, а в них — кассеты с тепловыделяющими сборками. Периферийные зоны графитовой кладки являются отражателями нейтронов.

Блоки графитовой кладки через стальные плиты опираются на опорные стаканы, которые приварены к нижней плите реактора.

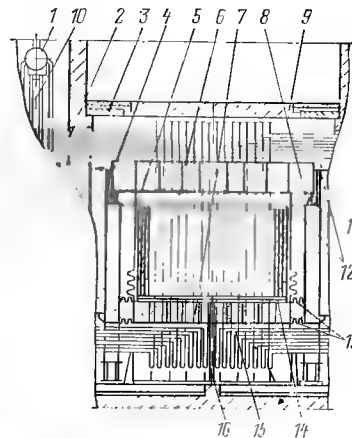


Рис. 4.2. Продольный разрез по реактору РБМК-1000

1 — барабаны-сепараторы; 2 — трубопроводы пароводяных коммуникаций; 3 — верхняя биологическая защита; 4 — верхний бак биологической защиты; 5 — кожух; 6 — верхняя плита; 7 — нижняя плита; 8 — нижний бак биологической защиты; 9 — центральная защита; 10 — трубопроводы контура многократной принудительной циркуляции; 11 — катковидные опоры; 12 — компенсаторы верхней плиты; 13 — компенсаторы нижней плиты; 14 — графитовая кладка; 15 — трубопроводы водяных коммуникаций; 16 — крестообразная опора нижней плиты.

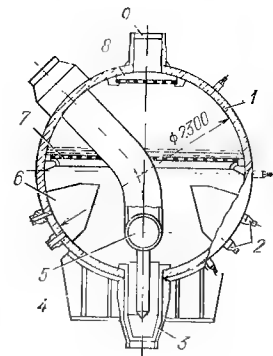


Рис. 4.3. Поперечный разрез сепаратора пара.

1 — корпус; 2 — патрубок пароводяных коммуникаций; 3 — патрубки опускающих трубопроводов; 4 — опора сепаратора; 5 — раздающий коллектор питательной воды; 6 — отбойные щиты; 7 — погруженный дырчатый щит; 8 — потолочный щит; 9 — патрубок пара.

Между стаканами и плитами расположена стальная диафрагма, которая служит для распределения потока гелия через графитовую кладку реактора. Гелий подается в пространство между нижней плитой реактора и диафрагмой, откуда попадает через специальные отверстия во внутренние полости стаканов и далее по кольцевым зазорам между блоками кладки и каналами поступает в тракты верхней плиты.

На каждом тракте верхней плиты имеется штуцер, к которому подведен трубопровод системы контроля целостности технологических каналов (КЦТК). По этим трубопроводам гелий отсасывается и анализируется на содержание влаги. Если содержание влаги повышается, то это свидетельствует о нарушении герметичности стенок технологического канала, сопровождающегося выходом воды из канала в кладку.

Отвод теплоты от графита осуществляется водой, циркулирующей через рабочие и специальные каналы реактора.

Тракты нижней и верхней плит наращиваются дополнительными участками — трактами наращивания. Между ними размещаются пучки трубопроводных коммуникаций.

Технологический канал реактора представляет собой сварную трубную конструкцию, предназначенную для установки кассет с тепловыделяющими сборками и организации потока теплоносителя через реактор.

Специальные каналы реактора — каналы СУЗ, каналы с датчиками контроля энерговыделения, каналы ионизационных камер — отличаются друг от друга устройствами, размещаемыми в них. Специальные каналы имеют в верхней части головки для крепления исполнительных механизмов и подвода воды к каналам. Каналы охлаждения отражателя предназначены для охлаждения бокового отражателя клапки. Конструктивно канал выполнен по типу «труба в трубе». В реакторе размещены 1661 технологический канал, 227 каналов СУЗ и 156 каналов охлаждения отражателя.

Рабочая кассета состоит из тепловыделяющих сборок, направляющего хвостовика и подвески. Тепловыделяющая сборка состоит из 18 тепловыделяющих элементов (твэл), представляющих собой трубки из циркониевого сплава длиной около 3,5 м, заполненные таблетками из окиси урана. Твэлы удерживаются на несущем центральном стержне с помощью концевых и стягивающих рессор.

Трубопроводные коммуникации реактора (рис. 4.2) предназначены: нижние — для подвода, верхние — для отвода теплоносителя. Разводка нижних и верхних коммуникаций в пределах бокса реактора и боксов сепараторов производится пучками труб.

Барабан-сепаратор пара (рис. 4.3) — горизонтальный барабан, состоит из корпуса, в который вварены патрубки для присоединения пароводяных коммуникаций реактора, патрубки для отвода пара, патрубки для отвода воды.

Во внутренней полости сепаратора пара находятся отбойные щиты, погруженный дырчатый щит и потолочный щит. Питательная вода поступает в раздающий коллектор. Пароводяная смесь поступает под уровень воды в сепараторе. Скорость струй гасится на отбойных щитах, здесь же происходит грубая сепарация влаги, выносимой в паровой объем. Отделившийся влажный пар проходит через погруженный дырчатый и потолочный щиты, осушается и выходит из сепаратора через патрубки в паросборный коллектор. Огесепарированная вода смешивается с питательной водой и поступает в опускные трубопроводы.

Напорный коллектор предназначен для перераспределения потока воды, поступающей от ГЦП в групповые коллекторы. В саucerующий коллектор предназначен для перераспределения потока воды, поступающей из сепараторов по опускным трубопроводам во всасывающие трубопроводы ГЦН.

Главный циркуляционный насос производительностью 800 м³/ч имеет механическое уплотнение вала. К средней части уплотнения подведена чистая нерадиоактивная вода с давлением, несколько большим, чем давление теплоносителя в корпусе насоса. Вода разветвляется на два потока: один из них направляется вдоль вала в сторону водяного объема насоса и смешивается с теплоносителем, другой проходит вдоль вала насоса наружу и улавливается в специальной кольцевой камере для повторного использования.

Турбины К-500-65/3000 — конденсационные, многоступенчатые турбины. После регулирующих клапанов пар поступает в цилиндр высокого давления (ЦВД). Для удаления влаги и перегрева пара, по-

ступающего из ЦВД в ЦНД, предусмотрена установка для промежуточного перегрева пара, состоящая из четырех сепараторов-перегревателей, каждый из которых имеет жалюзийное сепарирующее устройство и перегреватели I и II ступеней. Пар после ЦНД поступает через восемь выхлопов в четыре конденсатора. Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара. Конденсат с помощью конденсатных насосов подается на обменные фильтры конденсатоочистки, а затем конденсатными насосами второй ступени — в деаэратор. Регенеративная установка турбины состоит из пяти подогревателей низкого давления (ПНД), деаэратора и охладителя дренажа сепаратора. Питательную воду подают пять насосных агрегатов.

Вспомогательные системы реактора предназначены для обеспечения нормального функционирования отдельных узлов и реактора в целом при эксплуатации, а также в аварийном режиме, основными из которых являются: система охлаждения СУЗ, система охлаждения баков биологической защиты, система спецканализации, система аварийного охлаждения реактора, система продувки и расхолаживания, система локализации аварии.

Компоновка главного корпуса сомкнутая, реакторное и машинное отделения и вспомогательный специальный корпус представляют собой единое сооружение (рис. 4.4). Реактор размещен в специальном боксе с массивными железобетонными стенами, выполняющими функции биологической защиты.

Реактор обслуживается мостовым краном центрального зала и разгрузочно-загрузочной машиной.

Сбоку от реактора расположены боксы групповых коллекторов, а также боксы главных циркуляционных насосов (ГЦН) с электродвигателями, которые обслуживаются мостовыми кранами. Несколько иные расположены сепараторы. В отдельных боксах расположены пригонные и вытяжные вентиляционные центры. Удаление воздуха от вытяжных вентиляционных систем осуществляется через металлическую вентиляционную трубу, установленную на перекрытии главного корпуса.

Паровая турбина, расположенная вдоль оси машинного отделения, обслуживается мостовым краном. Сбоку от турбины размещены сепараторы пара, подогреватели низкого давления.

Между реакторным и машинным отделениями размещена деаэрационная этажерка, в которой установлены деаэраторы, трубопроводные коммуникации и электрические устройства. В противоположной стороне реакторного отделения размещен вспомогательный корпус реакторного оборудования (ВСРО).

4.3. УКРУПНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ РЕАКТОРА

Металлоконструкции реактора поставляются отдельными транспортными блоками, которые собираются и свариваются на монтажной площадке. Укрупнение производят в стороне от главного корпуса АЭС в специально оборудованных цехах (тепелках), где имеются краны грузоподъемностью до 700 т. Укрупнение проводится параллельно со строительством главного корпуса АЭС и заканчивается ко времени готовности центрального зала с боксом реактора (табл. 4.2).

Наружные поверхности металлоконструкций, за исключением кожуха, после укрупнения покрывают специальным антикоррозионным покрытием.

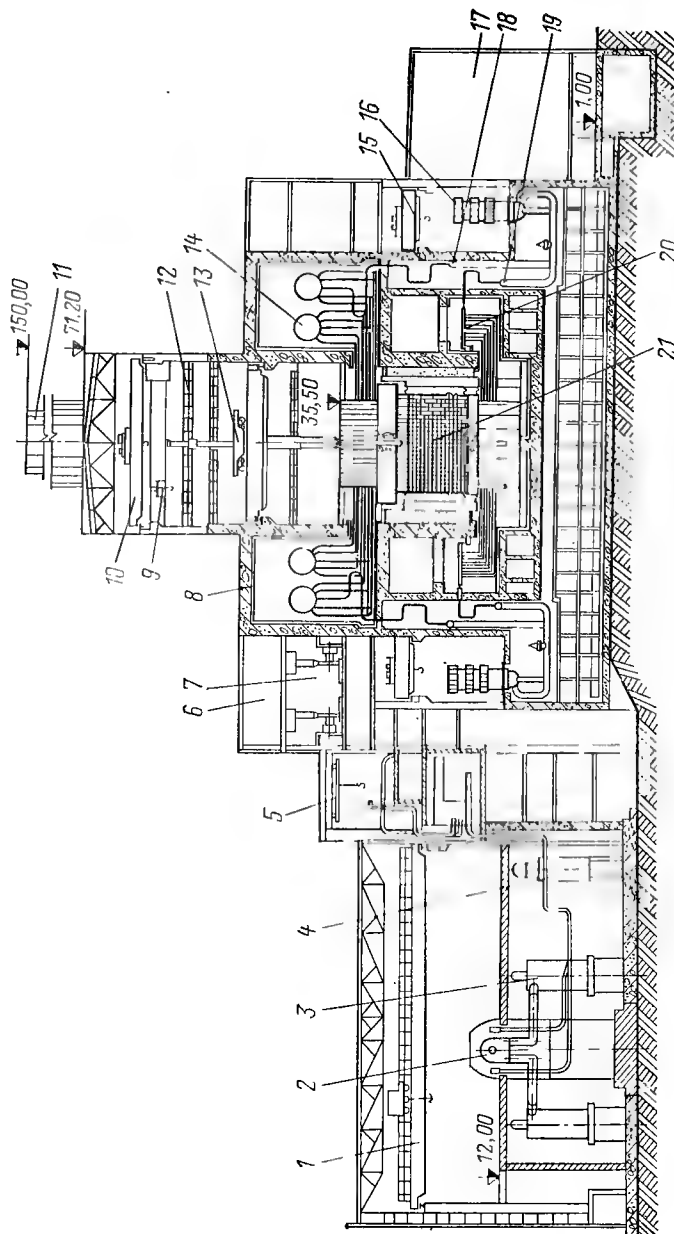


Рис. 4.4. Поперечный разрез главного корпуса АЭС с реакторами РБМК.

1 — мостовой кран; 2 — паровая турбина; 3 — турбинный сепаратор; 4 — подогреватель низкого давления; 5 — край-балка деаэрационного отделения; 6 — вытяжной вентиляционный центр; 7 — прыточный вентиляционный центр; 8 — теплоизоляция; 9 — кон-сольный кран узла развески; 10 — мостовой кран; 11 — вентиляционная труба; 12 — узел развески канатов; 13 — разгрузочно-загрузочная машина; 14 — барабан-сепаратор; 15 — мостовой кран; 16 — главный циркуляционный насос; 17 — блок вспомога-тельных систем реакторного отделения; 18 — всасывающий коллектор; 19 — нагнетательный коллектор; 20 — групповой коллек-тор; 21 — атомный реактор.

На рис. 4.5 показан один из вариантов организации укрупнений и монтажа металлоконструкций реактора с использованием самоходного портала 8 и трех тепляков 9 со сборочными стендами. На стенде 11 укрупняют верхнюю плиту реактора 1, во втором тепляке — нижнюю плиту и крестообразную опору, в третьем тепляке — оба бака биологи-

Таблица 4.2. Характеристики металлоконструкций реактора РБМК-1000, укрупняемых в тепляках

Наименование	Количество монтажных блоков, шт.	Общая масса монтажных блоков, т	Основные размеры, м		Количество поставочных узлов и деталей, шт.	
			Диаметр	Высота	Заводских блоков	Отдельных деталей
Крестообразная опора	1	118,6	15,0	5,0	13	139
Нижняя плита	1	270,3	14,9	2,0	5	1925
Верхняя плита	1	446,9	17,4	3,0	6	1548
Нижний бак биологической защиты	1	607,6	19,0	11,0	16	102
Верхний бак биологической защиты (с плавным настилом)	1	238,5	19,0	3,2	8	770
Кожух	1	76,6	14,5	9,7	26	164
Нижний и верхний компенсаторы нижней плиты (для каждого)	1+1	7,0	16,4	—	9	—
Нижний компенсатор верхней плиты	1	7,3	16,6	—	9	—
Верхний компенсатор верхней плиты	1	8,1	18,9	—	10	—
Итого	10	1780,9	—	—	102	4648

ческой защиты и кожух реактора. Мостовые монтажные краны 7 грузоподъемностью по 320 т каждый перемещаются по подкрановым путям портала в центрального зала, в котором они расположены на бетонных консолях 6.

После окончания укрупнения металлоконструкции поднимают кранами 7, перемещают в бокс реактора 5 и устанавливают в нем. Часть металлоконструкций показана установленной.

От одного тепляка к другому порталный кран перемещается по подкрановым путям 10, проложенным вдоль главного корпуса АЭС. После окончания монтажа тепляки переносят к следующему блоку АЭС с помощью того же портала, для чего устраиваются дополнительные переносные подкрановые пути.

По другому способу укрупнение металлоконструкций выполняют в тепляках, оборудованных мостовыми или козловыми кранами. Для монтажа используют однопролетную эстакаду, которую устанавливают

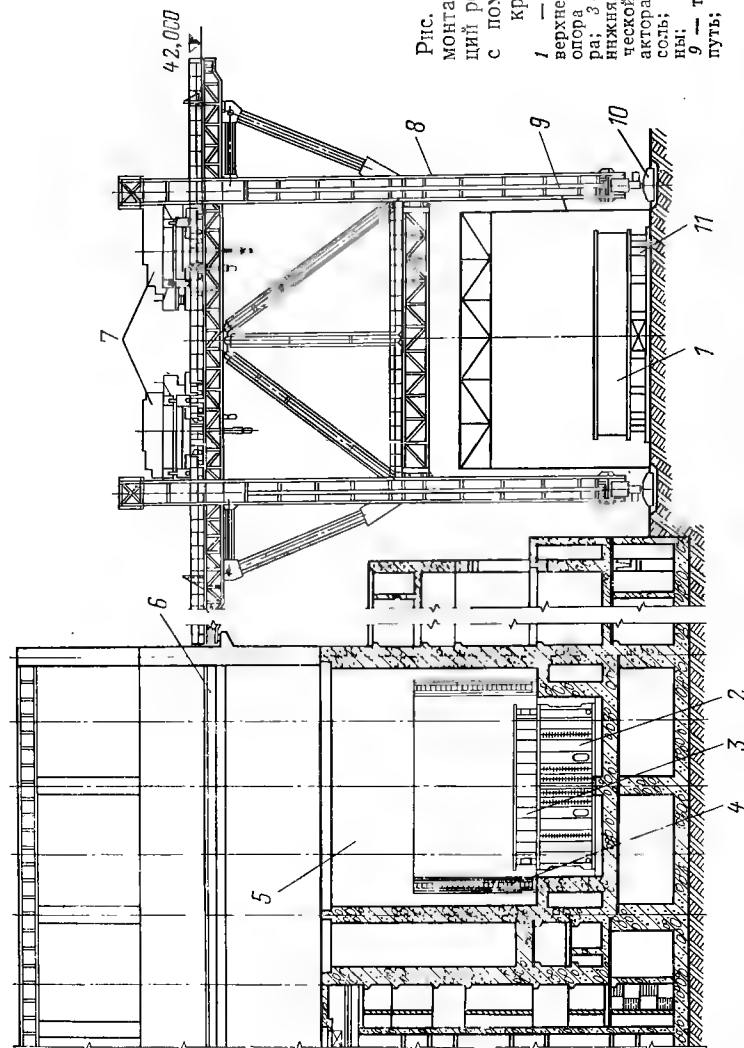


Рис. 4.5. Укрупнение и монтаж металлоконструкций реактора РБМК-1000 с помощью портального крана и тепляков.
1 — металлоконструкция; 2 — верхняя плита реактора; 3 — нижняя плита реактора; 4 — нижняя плита; 5 — нижняя часть бака обмоточной защиты; 6 — бокс реактора; 7 — бетонная конструкция; 8 — бетонная конструкция; 9 — бетонная конструкция; 10 — бетонная конструкция; 11 — бетонная конструкция; 12 — бетонная конструкция; 13 — бетонная конструкция; 14 — бетонная конструкция; 15 — бетонная конструкция.

у торца реакторного отделения АЭС. Крановые пути эстакады являются продолжением путей бетонных консолей реакторного отделения. На этих путях устанавливают мостовые краны грузоподъемностью около 700 т, которыми монтируют укрупненные блоки в боксе реактора. Транспортировку укрупненных металлоконструкций от тепляков к однопролетной эстакаде на расстояние до 1 км и более осуществляют на самоходном шагающем транспортере (табл. 4.3).

Таблица 4.3. Характеристика шагающих транспортеров

Наименование	Марка транспортера			
	ШТ-2400	ШТ-1400	ШТ-700	ШТ-350 (проект)
Грузоподъемность, т	2400	1400	700	350
Скорость перемещения, м/ч	15	40	20	45
Размер шага, м	2	2	2	3
Радиус поворота, м	50	10	30	10
Удельное давление на грунт, кгс/см ²	4,0	2,7	2,0	1,0
Тип привода	Электрический			Дизельный
Общая мощность установленных двигателей, кВт	200	303	120	117
Габаритные размеры, м:				
длина	22,0	22,0	24,3	28,0
ширина	9,0	9,0	8,6	9,6
высота	3,04	3,0	2,12	2,2
Масса транспортера, т	240	200	120	127

Самоходные шагающие транспортеры грузоподъемностью до 2400 т перемещаются по обычной грунтовой дороге. Оказывая на грунт незначительное давление (1—4 кгс/см²), они могут преодолевать небольшие уклоны (до 3°), двигаясь по криволинейным участкам дороги (рис. 4.6).

Опорная рама транспортера выполнена из продольных 13 и поперечных 11 балок. Перевозимый груз устанавливают на поперечные балки опорной рамы и тумбы 5. Сани сварной конструкции выполнены из двух балок 14, соединенных трубами 12. На балках укреплены рельсы 15, по которым перемещаются салазки. Для ограничения перемещения служат упоры 9. В передней части опорные балки сани соединены между собой поперечной балкой 8, к которой крепится гидроцилиндр. На салазках размещены восемь опорных плит 10, на которых расположены домкраты вертикального подъема 1.

Опорная рама вместе с установленным на ней грузом поднимается вверх домкратами вертикального подъема так, чтобы опорная поверхность ее оторвалась от грунта на 70—80 мм. После этого включается система горизонтального перемещения. Поршень гидроцилиндра перемещает салазки и связанную с ними раму с грузом по рельсам сани. Переместившись на шаг вперед, опорная рама опускается на грунт. Освободившиеся от груза сани перемещаются на величину шага в сторону направления движения. Далее цикл повторяется.

Движение транспортера на криволинейных участках дороги осуществляется за счет перестановки силового цилиндра на некоторый угол относительно продольной оси саней, что обеспечивает перемещение саней и опорной рамы с грузом под некоторым углом к первоначальному направлению движения. Кроме того, используются побудители поворота в виде рычагов с шарнирами, которые значительно сокраща-

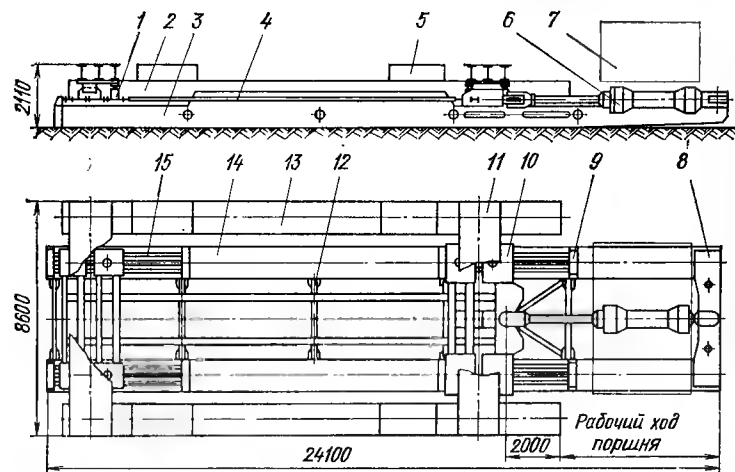


Рис. 4.6. Конструкция самоходного шагающего транспортера грузоподъемностью 700 т.

1 — домкраты вертикального подъема; 2 — опорная рама; 3 — сани; 4 — салазки; 5 — опорные тумбы; 6 — гидроцилиндр горизонтального перемещения; 7 — кабина; 8, 11 — поперечные балки; 9 — упоры; 10 — опорные плиты; 12 — жесткая связь; 13 — продольная балка опорной рамы; 14 — продольная балка саней; 15 — рельсы.

ют радиус поворота транспортера и даже могут обеспечить его разворот на месте.

Укрупненные металлоконструкции устанавливают на транспортер мостовыми кранами тельяка. Число рейсов транспортера составляет 2—4. Когда транспортер заходит под однопролетную эстакаду, с него снимают укрупненные блоки мостовыми кранами эстакады и монтируют их в боксе реактора.

Нижняя плита реактора (рис. 4.7) является опорной металлоконструкцией для графитовой кладки реактора, кожуха, нижних водяных коммуникаций и представляет собой сварную конструкцию цилиндрической формы, в которую вварены тракты технологических и специальных каналов.

Тракты представляют собой стальные трубы и размещены в конструкции нижней и верхней плит с разбивкой по прямоугольной решетке с шагом 250 мм. Тракты предназначены для прохода рабочих и специальных каналов, через которые циркулирует вода, охлаждающая реактор.

Тракты нижней плиты со стороны нижней решетки и тракты верхней плиты со стороны верхней решетки наращиваются дополнительными

участками — трактами наращивания. Между трактами наращивания размещаются пучки трубопроводных коммуникаций.

Нижняя плита реактора поставляется в виде пяти транспортабельных блоков 2, состоящих из верхних листов 7, нижних листов 8, вер-

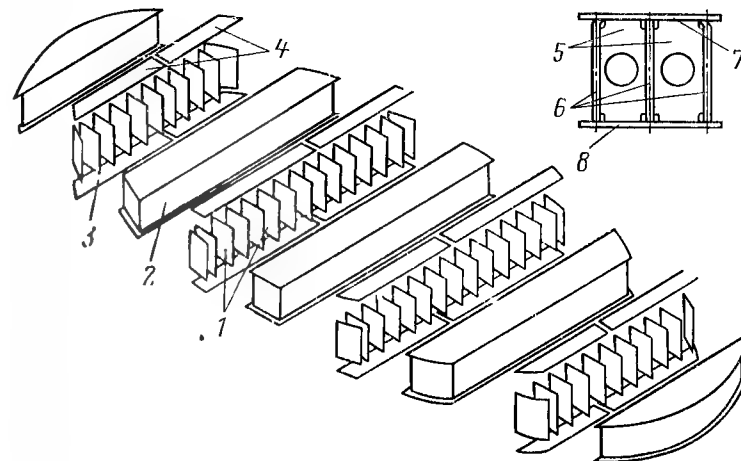


Рис. 4.7. Металлоконструкция нижней плиты.

тикальных стенок 6 и диафрагмы 5. Все детали в блоке сварены между собой. Кроме блоков отдельно поставляются верхние 4 и нижние 3 монтажные вставки и монтажные диафрагмы 1.

При установке блоков на сборочном стенде между ними выдерживают расстояние, определяемое размерами монтажных вставок

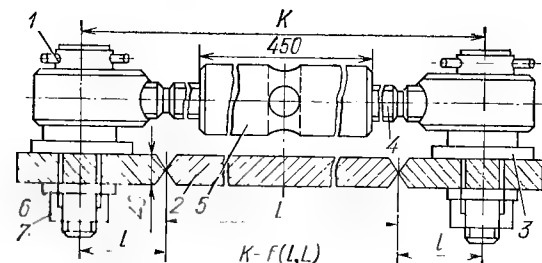


Рис. 4.8. Стяжка винтовая.

1 — штифт; 2 — монтажная вставка; 3 — штырь; 4 — шпилька; 5 — гайка стяжная; 6 — шайба; 7 — гайка.

с учетом зазоров под сварку. Регулировка положения блоков между собой достигается за счет винтовых стяжек (рис. 4.8) и установки подкладок между блоками и опорными тумбами сборочного стенда. Допускаемое отклонение верхних и нижних листов блоков от горизонталь-

ных плоскостей ± 2 мм на 1 м, но не более 8 мм на протяжении всего блока.

После подгонки продольных вставок на них заваривают поперечные швы. Затем приступают к сварке продольных швов между вставками, верхними и нижними листами блоков. После заварки половины разделки швов металлоконструкцию нижней плиты перекаптовывают, чтобы выполнить сварку продольных швов с обратной стороны. Перекаптовку производят с помощью двух мостовых кранов.

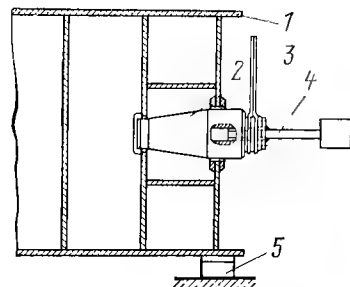


Рис. 4.9. Установка строповочного устройства.

1 — металлоконструкция плиты реактора; 2 — цапфа; 3 — тросовой строп; 4 — съемный противовес; 5 — подставка под металлоконструкцию плиты.

Для подъема при кантовке служат две цапфы 2 (рис. 4.9), устанавливаемые в специальные гнезда металлоконструкции плиты 1. Траверсы позволяют цапфам проворачиваться в них при перекаптовке плиты, как в подшипниках. Поскольку цапфы обладают значительной массой, при их установке в гнезда используют противовесы 4. Перед кантовкой нижней плиты вместо монтажных диафрагм устанавливают временные распорки. После кантовки заваривают на полное сечение незаваренные половины разделки швов.

После контроля продольных швов в образовавшиеся коридоры транспортируют, устанавливают и приваривают монтажные диафрагмы и замыкающие участки обечайки металлоконструкции нижней плиты.

После сварки всей конструкции ее геометрические размеры должны находиться в пределах следующих допусков: для диаметра $+10$ мм; для высоты конструкции $0-10$ мм; отклонение верхнего листа от горизонтальной плоскости ± 8 мм.

Собранная, заваренная и проконтролированная конструкция нижней плиты передается для сверления отверстий под тракты каналов. Сверление отверстий выполняет завод-изготовитель металлоконструкции.

В процессе сверления отверстий нижняя плита перекаптовывается еще раз. Отклонение осей отверстий нижней решетки от осей верхней решетки не должно превышать ± 1 мм. Допуск на расстояние между осями любых смежных отверстий составляет ± 3 мм. Затем приступают к установке и сварке трактов.

Тракты устанавливают и вваривают порядно в направлении от центра к периферии нижней плиты. Часть трактов являются контрольными, и по ним устанавливают высотные отметки всех остальных трактов. Плоскость, проходящая через верхние точки контрольных трактов, служит для проверки правильности установки нижней плиты по высотной отметке и горизонтальности.

По окончании приварки трактов к верхнему листу нижнюю плиту перекаптовывают и затем выполняют сварку трактов с нижним листом. Работы заканчиваются испытанием конструкции на герметичность способом гелиевого щупа и нанесением антикоррозионного покрытия.

Затем производят подгонку конструкций крестообразной опоры к нижнему листу нижней плиты. Блоки крестообразной опоры устанавли-

вают на нижнюю плиту и собирают между собой с помощью болтов. После сборки измеряют зазоры между опорными поверхностями крестообразной опоры и поверхностями нижней плиты нижней плиты.

Подгонку производят за счет обработки опорных поверхностей крестообразной опоры, для чего применяют специальный фрезерный станок, который при использовании сопрягаемой поверхности нижней плиты в качестве копира обрабатывает сопрягаемую поверхность крестообразной опоры. Затем крестообразную опору удаляют и приступают к приварке трактов наращивания нижней плиты, которые устанавливают первоначально в рядах, расположенных вдоль главной оси плиты.

После наращивания трактов вдоль главных осей нижнюю плиту перекаптовывают и устанавливают на крестообразную опору. В таком положении продолжают наращивание всех остальных трактов, используя центратор 6 (рис. 4.10) и приспособление для выверки тракта по вертикали, состоящее из нижнего фланца 1 с рисками и верхнего фланца 2 с отвесами. По мере приварки трактов наращивания между их рядами прокладывают трубопроводы охлаждения каналов СУЗ.

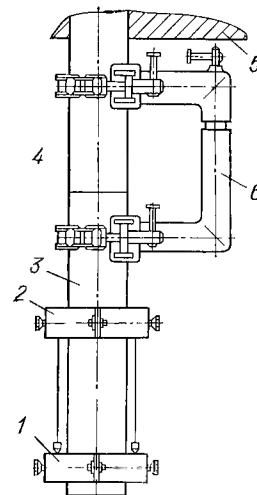


Рис. 4.10. Установка трактов наращивания нижней плиты.

1 — нижний фланец; 2 — верхний фланец с отвесами; 3 — тракт наращивания нижней плиты; 4 — тракт нижней плиты; 5 — нижний лист нижней плиты; 6 — центратор.

Нижнюю плиту скрепляют с крестообразной опорой стяжками и проушинами, после чего они составляют общий монтажный блок.

Одновременно с установкой трактов наращивания производят установку и приварку стаканов и плит. Для этого стаканы устанавливают поочередно на верхний лист нижней плиты, центрируют их с расстояниями соответствующих трактов с помощью калибров-пробок, после чего прихватывают электросваркой. Затем устанавливают опорные плиты и проверяют зазоры между их смежными гранями, которые должны быть не менее 1 мм. Проверяют также негоризонтальность плит, которая не должна превышать 0,5 мм на 1 м. Если негоризонтальность превышает допуск, то исправление ведут методом наложения дополнительных сварных швов в местах сопряжения стаканов с верхним листом нижней плиты.

Стаканы, плиты и верхние участки трактов нижней плиты проверяют калибром на проходимость. Затем плиты маркируют по номерам ячеек технологических каналов реактора и отражателя и снимают их со стаканов.

Верхняя плита реактора 6 (см. рис. 4.2) является опорной металлоконструкцией для технологических и специальных каналов, для трубопроводных коммуникаций верха аппарата (пароводяные коммуникации) и центральной защиты. Плита представляет собой сварную конструкцию цилиндрической формы, в которую вварены тракты технологических и специальных каналов,

Сборку и сварку металлоконструкций верхней плиты производят аналогично нижней.

После испытания металлоконструкций верхней плиты на герметичность к ней приваривают ряд деталей дополнительного пояса биологической защиты, расположенного на наружной обечайке, и в образовавшуюся пазуху засыпают серпентинитовую смесь. Приваривают верхний компенсатор верхней плиты и защитный кожух, расположенный над

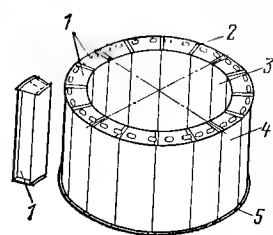
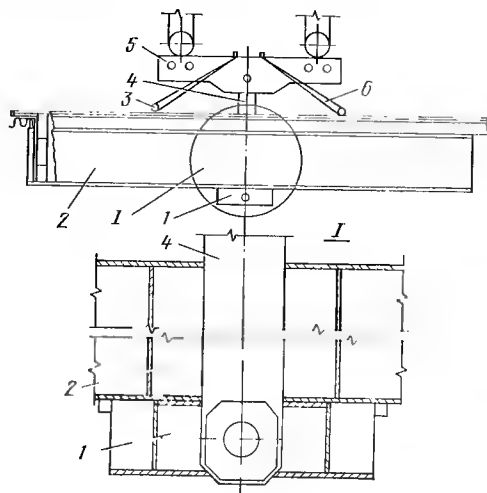


Рис. 4.11. Схема строповки верхней плиты.

1 — грузовая балка; 2 — верхняя плита; 3 — проушина; 4 — серьга; 5 — траверса; 6 — строп системы уравнивания.

Рис. 4.12. Схема поставки металлоконструкций нижней части бака биологической защиты.

1 — транспортный заводской блок; 2 — верхняя монтажная вставка; 3 — внутренняя обечайка; 4 — наружная обечайка; 5 — нижняя монтажная вставка.

ним, затем монтируют трубопроводы КЦТК в пределах плиты верхней плиты, после чего электромонтажная организация по своей технологии монтирует трубопроводы КЦТК в пределах плиты верхней плиты.

Верхнюю плиту строят специальными серьгами (рис. 4.11), пропуская их через два люка, и закрепляют за грузовые балки, располагаемые под нижним листом верхней плиты.

Бак биологической защиты реактора имеет форму полых кольцевых резервуаров и состоит из двух частей — нижней 8 и верхней 4 (см. рис. 4.2).

Нижняя часть бака служит опорной конструкцией для верхней плиты реактора и опирается на бестонный фундамент, расположенный в боксе реактора.

Монтажное пространство между баком биологической защиты и стенками бокса реактора засыпается песком.

Нижняя часть бака поставляется в виде шестнадцати блоков 1 (рис. 4.12), нижних 5 и верхних 2 вставок. При установке блоков 1 на стенд их выверяют по высотным отметкам, по вертикальности внутренней и наружной обечайки и по радиусам. Между собой блоки скрепляются монтажными приспособлениями, которые позволяют отрегулировать зазоры в сварных стыках между кромками сопрягаемых блоков. Разница высотных отметок верхних листов блоков не должна превышать ± 3 мм, не вертикальность обечайки блоков — 1 мм на 1 м, но не

более 5 мм на всю высоту. Допуск на отклонение по радиусу бака ± 10 мм.

После такой подготовки составляют формуляр на сборку и приступают к сварке.

После сварки производят гидравлическое или пневматическое испытание собранной конструкции. Затем к баку приваривают компенсаторы нижней плиты. На наружные поверхности бака наносят антикоррозионное покрытие.

Верхний бак биологической защиты поставляется в виде восьми блоков. Его собирают на укрупненном и заваренном нижнем баке. Сборка и сварка верхнего бака выполняется аналогично нижнему. Испытание на прочность и плотность верхнего бака биологической защиты выполняется после монтажа совместно с нижним баком.

Кожух реактора 5 (см. рис. 4.2) выполнен в виде стальной сварной обечайки, и нижней части которой расположен четырехлинзовый компенсатор, предназначенный для компенсации температурных расширений кожуха. Кожух приваривается к нижней и верхней плитам реактора. Замкнутое пространство между кожухом 5 и плитой реактора 6 и 7 называется реакторным пространством.

Кожух реактора поставляется заводом-изготовителем в виде отдельных вальцованных листов и четырехлинзового компенсатора, разделенного на четыре блока.

Укрупнительную сборку кожуха выполняют внутри укрупненного и заваренного нижнего бака биологической защиты. Сборку кожуха начинают с нижней обечайки, которую устанавливают на опоры стенда. Отдельные листы нижней обечайки выверяют по радиусам и вертикали, обеспечивают необходимые зазоры в стыках и производят сварку всех вертикальных стыков, за исключением замыкающего. Замыкающий стык подгоняют и заваривают в последнюю очередь после измерения периметра нижней обечайки и обрезки по полученным замерам монтажного припуска.

По окончании сварки нижней обечайки на нее устанавливают и стыкуют между собой четыре блока четырехлинзового компенсатора. При выверке блоков и других конструкций кожуха применяют тяги с талрепами, которые крепят к конструкциям нижнего бака биологической защиты.

После сварки блоков компенсатора между собой устанавливают и приваривают поочередно пояса верхней обечайки кожуха. При сборке и сварке кожуха должны быть выдержаны допуски: овальность — не более 20 мм, не вертикальность — не более 2 мм на 1 м. К собранной и заваренной конструкции кожуха приваривают нижний компенсатор верхней плиты.

Испытание кожуха на прочность и герметичность производят после его монтажа совместно с другими элементами межреакторного пространства.

Компенсаторы верхней и нижней плит поставляются в виде отдельных сегментов. Сегменты собирают на монтажном стенде в единый блок и сваривают между собой. Контроль герметичности сварных швов производят методом люминесцентных проникающих жидкостей. После окантовки всех операций по контролю качества сварных швов на компенсаторы наносят антикоррозионное покрытие. Все работы на реакторе по антикоррозионным покрытиям выполняются специализированной организацией.

Катковые опоры верхней плиты (рис. 4.13) собирают в блоки на монтажном стенде 1. Устанавливают и выверяют сначала в горизон-

тальной плоскости основание опоры 2. На нее устанавливают подушку клиновую 3 и подгоняют к основанию опоры с применением шлифования или шабровки с проверкой прилегания по краске. На клиновую подушку устанавливают нижнюю подушку 4. Монтажные поверхности подушек располагаются с наклоном, образуя клин, что дает возможность при необходимости регулировать положение катка 5 по высоте в небольших пределах.

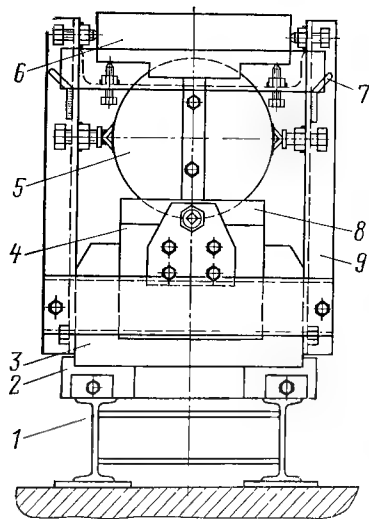


Рис. 4.13. Сборка в блоки опоры верхней плиты реактора.

Контактные поверхности подушек (клиновой и нижней) подгоняют и проверяют по краске. На нижнюю подушку устанавливают верхнюю подушку 8. Контактные поверхности нижней и верхней подушек выполнены в виде цилиндра, что дает возможность катку 5 вместе с верхней подушкой 8 поворачиваться на небольшой угол. Контактные поверхности между подушками также прошеряются по краске.

На верхнюю подушку устанавливают каток 5 и закрепляют болтами в монтажном приспособлении 9 во избежание свободного катания по верхней подушке. Затем устанавливают опорную плиту 6 и закрепляют ее болтами в сборочном приспособлении (строповочная серья 7). Все поверхности сопрягаемых деталей опоры во время сборки натирают графитом.

Собранные блоки опор устанавливают на штатное место, после чего с них снимают монтажное приспособление.

Контрольная сборка металлоконструкций реактора выполняется для заблаговременной разметки и обрезки кожуха и подгонки опор верхней плиты. Для этого кожух реактора устанавливают внутри нижнего бака биологической защиты на подкладках так, чтобы бак занял по отношению к нижнему баку проектное положение.

На временных опорах устанавливают верхнюю плиту реактора несколько выше проектного положения, затем по нижнему листу верхней плиты размечают для обрезки монтажный припуск на кожухе реактора, который обрезают, и обрабатывают фаску под сварку. Штатные опоры верхней плиты подгоняют по высотному размеру за счет обработки основания опоры.

4.4. МОНТАЖ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ РЕАКТОРА

После укрупнения металлоконструкций реактора приступают к их монтажу. К этому времени должны быть закончены строительные работы по реакторному отделению АЭС.

Монтаж металлоконструкций начинают с блока нижней плиты и крестообразной опоры. Блок устанавливают на фундаментные плиты и выверяют по осям бокса реактора и по высотным отметкам. Допуск на

установку по осям бокса составляет ± 2 мм, по высотной отметке плоскости контрольных трактов нижней плиты и по ее горизонтальности 1,5 мм.

Нижний бак биологической защиты устанавливают в боксе на металлические подкладки, уложенные на фундамент. Положение бака выверяют по осям бокса реактора, при этом отклонение главных осей бака от осей нижней плиты не должно превышать ± 2 мм, отклонение по высотной отметке верхнего листа бака и его горизонтальности равно 2 мм. Затем конструкцию нижнего бака испытывают на герметичность и основание бака подливают бетоном.

Следующей операцией является приварка компенсаторов к нижней плите. Доступ в межкомпенсаторное пространство обеспечивается через два лаза и нижнем баке биологической защиты. После проверки герметичности швов способом гелиевого шупа на них наносят антикоррозионное покрытие. Затем на нижний компенсатор устанавливают специальный защитный кожух, секции которого собирают на болтах между собой. Секции кожуха размещают в межкомпенсаторном пространстве перед монтажом.

Засыпку межкомпенсаторного пространства нижней плиты серпентинитовой смесью производят после заварки люков и испытания его на герметичность методом гелиевого шупа. После засыпки заваривают отверстия, через которые подавалась серпентинитовая смесь, и эти швы контролируют на герметичность.

Засыпку внутренних полостей нижней плиты производят после того, как бетон, уложенный при подливке крестообразной опоры, получит необходимую прочность. Серпентинитовую * смесь подают во внутренние полости нижней плиты через отверстия в верхнем листе плиты. По окончании засыпки отверстия закрывают заглушками и заваривают. Испытание нижней плиты на герметичность производят методом гелиевого шупа.

Засыпку конструкций серпентинитовым песком и смесями выполняет строительная организация.

Кожух реактора перемещают двумя мостовыми кранами. На верхнем листе нижней плиты в местах, где устанавливают кожух, предварительно устанавливают подкладки высотой 40 мм; таким образом, кожух остается приподнятым на величину, соответствующую холодной растяжке компенсатора кожуха.

На нижний бак биологической защиты устанавливают верхний бак. Его приварку осуществляют после того, как верхняя плита реактора будет установлена в проектное положение.

Опоры верхней плиты, собранные в блоки, устанавливают на проектные места, после чего монтируют верхнюю плиту реактора. При установке верхней плиты на опоры ее положение выверяют по высоте и горизонтальной плоскости контрольных трактов (допуск ± 2 мм), главным осям бокса реактора (допуск ± 2 мм), по соосности осей трактов верхней и нижней плиты реактора (допуск ± 2 мм). Проверку соосности верхней и нижней плит производят с использованием отвесов или оптических приборов.

Кожух реактора приваривают к верхней плите реактора, затем удаляют подкладки из-под нижней кромки кожуха. С помощью шпилек, приваренных к нижней плите реактора, нижнюю обечайку кожуха подтягивают к нижней плите, при этом растягивают четырехлинейный

* Серпентинит — это минерал, удерживающий в своей структуре воду при достаточно высоких температурах.

компенсатор кожуха на 40 мм, так что нижняя кромка кожуха стыкуется с верхним листом нижней плиты, и заваривают шов стыка кожуха и нижней плиты. Подгоняют и приваривают нижний компенсатор верхней плиты к нижнему баку биологической защиты. Затем производят испытания на герметичность методом гелиевого шупа межреакторного пространства, ограниченного кожухом, верхним компенсатором нижней плиты и нижним компенсатором верхней плиты. Засыпку верхней плиты серпентинитовой смесью выполняют после подгонки всех постоянных катковых опор. Засыпка верхней и нижней плит реактора может производиться одновременно. Закрытие и заварку отверстий для засыпки и операции по контролю герметичности выполняют так же, как и на нижней плите.

После приварки верхнего бака биологической защиты приваривают верхний компенсатор верхней плиты, проводят совместное гидравлическое испытание нижнего и верхнего баков, после чего свободное пространство бокса реактора засыпают песком, над которым сверху монтируют металлический настил с облицовкой.

Испытание на герметичность реакторного пространства производят смесью воздуха и гелия. Эту смесь под избыточным давлением 0,02 МПа нагнетают в реакторное пространство, после чего трубопровод, по которому подавалась смесь, перекрывают.

В течение длительного времени (несколько суток) следят за падением давления смеси газов в реакторном пространстве по показаниям ртутного или водяного манометра. Затем по специальной методике производят расчет утечки газов из всего объема реакторного пространства, исходя из падения давления в нем, учитывая при этом изменение температуры смеси и барометрического давления. Утечка смеси не должна превышать установленного норматива.

Окончательным этапом испытания и монтажа металлоконструкций является установка верхней боковой биологической защиты и центральной биологической защиты.

Верхняя боковая биологическая защита представляет собой систему балок, коробов и плит, перекрывающих бокс реактора. Нижняя часть защиты состоит из балок и коробов. Верхняя часть выполнена из стальных плит, облицованных со стороны центрального зала нержавеющей сталью. В центральной части верхней биологической защиты образован круглый проем, который заполняют конструкциями центральной биологической защиты.

Металлоконструкции верхней боковой биологической защиты 3 (см. рис. 4.2) частично устанавливают до монтажа пароводяных коммуникаций реактора и заканчивают их установку по окончании монтажа ПВК.

Центральная биологическая защита 9 (плитный настил) состоит из плит и блоков, опирающихся на тракты технологических и специальных каналов.

Нижние плиты центральной защиты устанавливают после монтажа пароводяных коммуникаций и испытания на герметичность реакторного пространства, верхние плиты — после загрузки реактора ядерным топливом.

4.5. МОНТАЖ ГРАФИТОВОЙ КЛАДКИ И КАНАЛОВ РЕАКТОРА

Графитовая кладка 14 (см. рис. 4.2) представляет собой вертикально расположенный цилиндр, набранный из отдельных графитовых блоков, образующих 2488 колонн. Графитовые колонны состоят из бло-

ков размерами в плане 250×250 мм и высотой 200, 300, 500 и 600 мм (основным размером является 600 мм). В каждой колонне имеется по 14 графитовых блоков.

Внутри блоков имеются отверстия, образующие в колоннах полости для размещения в них технологических и специальных каналов. В отверстиях графитовых блоков бокового отражателя, в которых нет каналов, размещены графитовые стержни 5. Центрирование блоков внутри колонн достигается за счет соединений типа «выступ—впадина». Графитовые блоки 12 (рис. 4.14) опираются на стальные опорные плиты 4, установленные на опорных стаканах 15, 16 и 17.

Стаканы приварены к нижней плите реактора 14. Между стаканами и плитами расположена стальная диафрагма 2, которая служит для распределения потока гелия через графитовую кладку реактора. Гелий подается в пространство между нижней плитой реактора и диафрагмой, откуда попадает через специальные отверстия во внутренние полости стаканов и далее по кольцевым зазорам между блоками кладки и каналами поступает в тракты верхней плиты 8, а оттуда по трубопроводам системы контроля целостности технологических каналов (КЦК) отводится и анализируется на содержание влаги. Если содержание влаги повышается, то это свидетельствует о нарушении герметичности стенок технологического канала, сопровождающемся выходом воды из канала и кладку.

Центрирование колонн от перемещения их в радиальном направлении осуществляется специальными трубами (штангами) 13, расположенными в периферийных колоннах бокового отражателя.

Подготовительные работы к монтажу графитовой кладки реактора начинают после испытания на герметичность металлоконструкций смонтированной нижней плиты. К подготовительным относятся работы по установке опорных плит и диафрагмы.

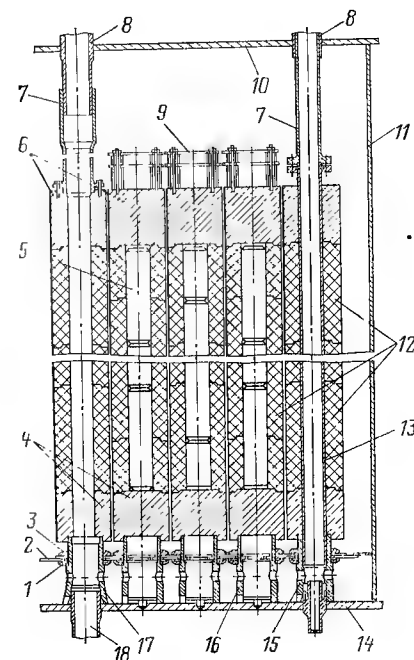


Рис. 4.14. Графитовая кладка реактора.

1, 3 — шайбы; 2 — диафрагма; 4 — опорные плиты; 5 — графитовые стержни; 6 — стальные плиты; 7 — направляющий патрубок; 8 — тракт верхней плиты; 9 — блок теплоизоляции; 10 — нижний лист верхней плиты; 11 — кожух реактора; 12 — графитовые блоки; 13 — штанга; 14 — верхний лист нижней плиты; 15, 16, 17 — опорные стаканы; 18 — тракт нижней плиты.

На стаканы устанавливают нижние шайбы 1, а сверху на них укладывают секции диафрагмы 2, после чего на стаканы устанавливают и прихватывают электросваркой верхние шайбы 3. Когда все секции диафрагмы установлены, устанавливают окончательно плиты 4, проверяют

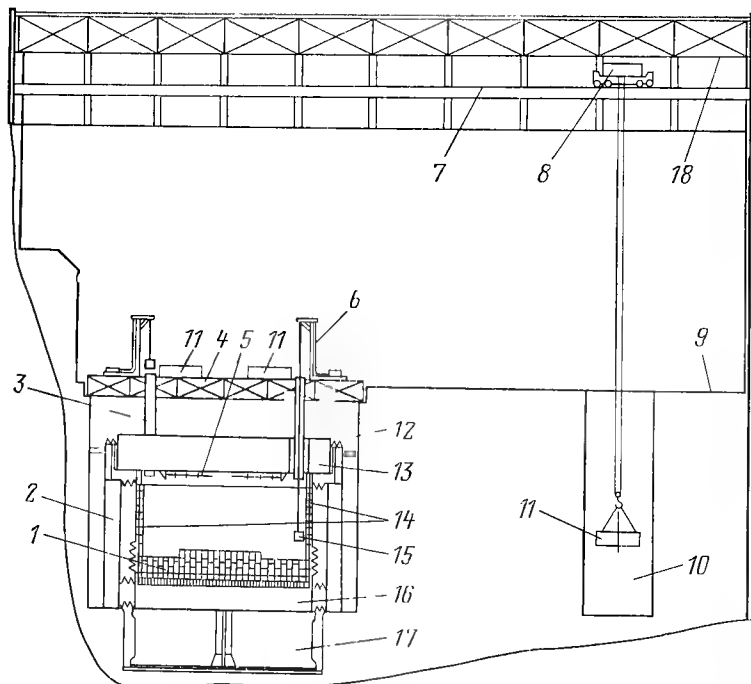


Рис. 4.15. Схема организации работ по графитовой кладке.

1 — графитовая кладка; 2 — бак биологической защиты; 3 — шахта для опускания графитовых блоков; 4 — временное перекрытие бокса реактора; 5 — многосекционная шарнирная стрела; 6 — кран-укосина; 7 — подкрановый путь; 8 — мостовой кран; 9 — отметка обслуживания центрального зала; 10 — транспортный коридор; 11 — контейнер с пераспакованными блоками; 12 — бокс реактора; 13 — верхняя плита реактора; 14 — периферийные колонны графитовой кладки; 15 — контейнер для распакованных графитовых блоков; 16 — нижняя плита реактора; 17 — опора нижней плиты реактора; 18 — перекрытие центрального зала.

снова зазоры между ними и горизонтальность посадочных поверхностей и составляют формуляр замеров.

Работы по установке диафрагмы и все последующие операции в реакторном пространстве относятся к категории «чистых» работ.

Распаковку графитовых блоков ведут одновременно в складе графита или в другом месте, где создаются условия для выполнения «чистых» работ и поддерживается положительная температура.

После распаковки графитовые блоки сортируют по маркам и укладывают в транспортные контейнеры. В каждый контейнер помещается около 100 графитовых блоков.

Контейнеры с блоками 11 (рис. 4.15) подают железнодорожным или автомобильным транспортом в транспортный коридор реакторного отделения 10. Затем контейнеры поднимают в центральный зал мостовым краном и устанавливают на верхней плите реактора 13 или на временном перекрытии над ней 4.

Графитовые блоки из контейнеров дополнительными кранами или вручную извлекают из транспортных контейнеров и устанавливают в контейнеры 15, каждый из которых рассчитан на четыре графитовых блока. Контейнеры подвешены на тросах кранов-укосин 6 грузоподъемностью 1 т, оборудованных электролебедками. По числу транспортных люков в верхней плите реактора устанавливают четыре крана-укосины.

Разгрузку контейнеров и монтаж графитовых блоков производят многосекционными шарнирными стрелами 5.

Для предотвращения загрязнений реакторного пространства во время работы по монтажу графитовой кладки между верхней плитой реактора и перекрытием устанавливают шахты 3, служащие также для крепления направляющих балок, по которым перемещаются контейнеры.

Кроме четырех грузопных люков, через которые транспортируются графитовые блоки, в верхней плите реактора имеется один люк для прохода монтажного персонала в реакторное пространство. Этот люк оборудован подвесной лестницей, состоящей из отдельных секций.

Монтаж графитовых блоков начинают с периферийной части отражателя. Эта часть графитовой кладки отличается тем, что внутри каждого периферийного столба кладки проходит пустотелая штанга 13 (см. рис. 4.14), на которой впоследствии устанавливают канал охлаждения отражателя.

Штанги отражателя устанавливают и приваривают к периферийным стаканам 15. Перед установкой штанг в тракты верхней плиты заводят направляющие патрубки 7 и фиксируют их с помощью монтажных хомутов в крайнем верхнем положении. Блоки графитовой кладки поднимают лебедкой поодиночно или попарно, используя специальные контейнеры. Затем блоки заводят в зазор между верхними концами штанг 13 и фланцами направляющих патрубков, накладывают их на штанги, опускают и устанавливают в проектное положение, после чего контейнеры снимают и устанавливают следующие графитовые блоки в проектное положение, устанавливают замыкающие стальные блоки 6 и к ним приболочивают фланцы направляющих патрубков, предварительно освободив их от временных креплений.

После монтажа периферийной зоны приступают к монтажу остальной части графитовой кладки, который производят послойно с периодической проверкой каналов в смонтированных столбах кладки калибрами на проходимость, а также зазоров между блоками, которые должны быть не менее 0,6 мм. На каждый смонтированный слой кладки составляют формуляр, в который записывают данные результатов замеров калибрами и данные из заводских паспортов графитовых блоков.

Графитовые блоки не имеют строповочных устройств, в этих целях используют разжимный захват (рис. 4.16), который вставляют в центральное отверстие графитового блока 4, при этом захват должен опираться на блок планкой 6. Переносят и устанавливают захват за неподвижную рукоятку 8. После того как захват установлен в блок, его поднимают за подвижную рукоятку 9, которая через шток 7 скреплена с конусом 1. При движении конуса вверх шарик 3, размещенный в пазах втулки 5, перемещаются в радиальном направлении и разжимают секторы разрезной втулки 10 и резиновые кольца 2, которые

прижимаются к стенке канала графитового блока с усилием, достаточным для его подъема вручную или с помощью грузоподъемного механизма. Освобождение блока от захвата происходит после опускания подвижной рукоятки 9 в исходное положение. Разжимные захваты отличаются быстродействием и достаточной надежностью, однако перед началом работы их следует испытать.

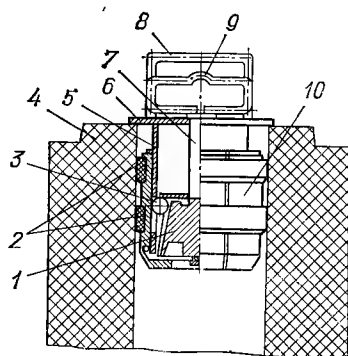


Рис. 4.16. Разжимной захват для графитовых блоков.

звенья стрелы в горизонтальной плоскости без заметных усилий. Каждый шарнир обеспечивает угловое перемещение звеньев на $\pm 90^\circ$, что позволяет обслуживать зону как перед, так и за опорой, а также зону, расположенную в непосредственной близости от опоры. Горизон-

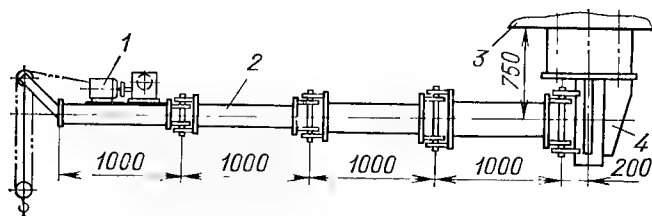


Рис. 4.17. Многозвенная шарнирная стрела.

тальное перемещение груза стрелой производится вручную капроновым фалом, закрепленным за последнее звено стрелы.

К грузовой скобе полиспаста лебедки прикреплен траверс с четырьмя захватами, обеспечивающая подъем и установку четырех графитовых блоков одновременно. Пульт управления лебедкой находится в зоне производства работ.

В реакторное пространство устанавливают четыре многозвенные шарнирные стрелы. Каждая стрела обслуживает сектор и одну четверть площади реакторного пространства.

По мере укладки слоев графитовых блоков демонтируют секции направляющих балок для контейнеров и секции лестницы для входа в реакторное пространство. Последний слой кладки состоит из сталь-

ных плит 6 (см. рис. 4.14), которые подают и монтируют так же, как и графитовые блоки.

Каждый столб в ячейках технологических каналов в верхней части сочленяют с трактом наращивания верхней плиты 8 при помощи направляющего патрубка 7, который присоединяется фланцевым соединением к верхней стальной плите столба кладки.

По окончании установки направляющего патрубка производят проверку калибрами всего канала ячейки. Калибр проходит тракт верхней плиты, направляющий патрубок и графитовые блоки, при этом он должен проходить без задевания под действием собственной массы. Когда столбы кладки смонтированы, из реакторного пространства убирают приспособления, инструменты, временное освещение, составляют акт об окончании работ, люки в верхней плите закрывают заглушками и заваривают.

Технологический канал реактора 3 (рис. 4.18) представляет собой сварную трубную конструкцию длиной 18300 мм, предназначенную для установки кассет с теплообделяющими сборками и для организации потока теплоносителя через реактор.

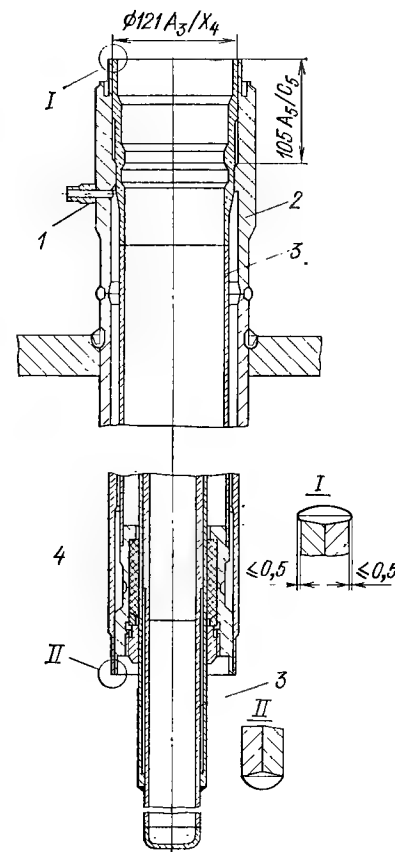


Рис. 4.18. Схема установки и приварки технологического канала.

1 — штуцер КЦТК; 2 — тракт верхней плиты; 3 — технологический канал; 4 — тракт нижней плиты; I — верхний «усовый» шов; II — нижний «усовый» шов.

Все элементы верхней и нижней частей канала выполнены из нержавеющей стали. Центральная часть в пределах активной зоны изготовлена из циркониевого сплава.

Крепление технологического канала 3 к тракту верхней плиты 2 осуществляется сваркой. Нижняя часть канала соединена с трактом нижней плиты 4 на сварке через сильфонный компенсатор.

Специальные каналы реактора (каналы СУЗ, каналы с датчиками контроля энерговыделения, каналы ионизационных камер) отличаются друг от друга устройствами, размещаемыми в них. От технологических каналов специальные каналы отличаются большей длиной, так как крепятся к трактам наращивания верхней плиты. Каналы имеют в верх-

ней части головки для крепления исполнительных механизмов и подвода воды к каналам. Каналы охлаждения отражателя предназначены для охлаждения бокового отражателя кладки. Конструктивно канал выполнен по типу «труба в трубе».

В реакторе размещены 1661 технологический канал, 227 каналов СУЗ и 156 каналов охлаждения отражателя.

Технологические и специальные каналы реактора монтируют после окончания монтажа графитовой кладки и системы трубопроводов контроля целостности технологических каналов (КЦТК) в пределах верхней плиты реактора.

Технологические и специальные каналы поступают с завода-изготовителя в металлических контейнерах. В каждом контейнере размещается по восемь каналов. Контейнеры с каналами подают в помещение кантователя реакторного отделения на железнодорожных платформах. В помещении кантователя контейнеры снимают с транспортера и с контейнеров снимают крышки. Осматривают состояние каналов, их крепление в гнездах. Затем измеряют давление азота во внутренних полостях каналов (каналы заполняются азотом на заводе-изготовителе). Азот под давлением препятствует проникновению в полости каналов воздуха, пыли, влаги и пр. Величину давления азота после заполнения каналов на заводе-изготовителе заносит в паспорт каналов, а по падению давления азота судят о герметичности канала. Если давление азота снизилось ниже допустимого, то канал испытывают на герметичность дополнительно, прежде чем установить его в реактор.

После контроля каналов контейнеры по одному устанавливают на кантователь и закрепляют болтами. Кантователь представляет собой металлическую ферму, имеющую ось, вокруг которой ферма может поворачиваться из горизонтального в вертикальное положение и наоборот. Для поворота фермы предназначены электропривод и редуктор. С помощью кантователя контейнеру придается вертикальное положение, после чего каналы поочередно крепят к крюку консольного крана, освобождают от крепления в гнездах и поднимают в помещение центрального реакторного отделения АЭС. Здесь расположен узел развески для временного хранения каналов.

Узел развески представляет собой металлоконструкцию с установленными на ней гнездами для размещения каналов. В состав узла развески входят площадки и лестницы для осмотра и контроля размещенных каналов. Узел развески расположен вдоль торцевой и продольной стен центрального зала и обслуживается консольным краном грузоподъемностью 1 т и мостовым краном центрального зала. С узла развески мостовым краном центрального зала по одному, попарно или по 3 шт. каналы перемещают и устанавливают в реактор.

В ряде случаев применяют способ, при котором каналы извлекают из контейнера по 2—4 шт. одновременно мостовым краном центрального зала и устанавливают в реактор, минуя узел развески. Непосредственно перед установкой в реактор металлические части каналов обезжиривают спиртом или ацетоном, а графитовые втулки обеспыливают пылесосом.

Каналы, установленные в реактор, проверяют на проходимость длинномерным калибром, затем рабочие каналы приваривают автоматической сваркой к трактам верхней плиты. Каналы СУЗ и охлаждения отражателя устанавливают после приварки трактов наращивания верхней плиты.

Качество сварных швов контролируют методом гамма-дефектоскопии, а на герметичность проверяют методом гелиевого шупа.

4.6. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДНЫХ КОММУНИКАЦИЙ РЕАКТОРА

Трубопроводные коммуникации реактора (см. рис. 4.2) предназначены: нижние 15 для подвода теплоносителя, верхние 2 для отвода. Разводка нижних и верхних коммуникаций в пределах бокса реактора и боксов сепараторов производится пучками труб. Нижние коммуникации состоят из труб $\varnothing$ 57 мм, а верхние — из труб $\varnothing$ 76 мм из стали аустенитного класса. Наружные поверхности труб металлизированы алюминием и покрыты специальным лаком.

К трубопроводным коммуникациям реактора относятся также трубопроводы охлаждения СУЗ, трубопроводы подвода и отвода газовых сред, трубопроводы дренажа реакторных полостей и др.

Для обеспечения работоспособности трубопроводов имеются направляющие, подвижные и неподвижные опоры и подвески. В местах контакта трубопроводов с опорами и подвесками используются сухари и листовые прокладки из алюминиевых сплавов.

Укрупнение трубопроводов нижних коммуникаций в блоки производят в цехе предмонтажных работ. Блоки укрупняют из деталей заводской поставки на горизонтальных стендах, где сначала детали подгоняют, а потом сваривают в плиты. Затем их контролируют, в том числе выполняют гидравлические испытания, а участки труб в районе швов покрывают антикоррозионным покрытием.

После этого блоки трубопроводов набирают в полуярыды и скрепляют временными креплениями. Трубы, скрепленные в полуярыды, обладают достаточной жесткостью, и их можно транспортировать на специально оборудованном автомобильном транспорте. Все блоки труб объединяют в 48 полуярыдов.

К началу монтажа нижних коммуникаций должны быть смонтированы групповые коллекторы и закончено испытание на герметичность нижней плиты реактора.

Собранные в полуярыды блоки трубопроводов НВК подают через монтажные проемы к местам установки, используя башенные краны и тельферы, после чего временные крепления полуярыдов снимают, а блоки труб устанавливают и крепят в проектные положения на штатных подвесках и опорах и приваривают к штуцерам групповых коллекторов.

После установки в реактор рабочих каналов подгоняют и приваривают «калачи», соединяющие трубы водяных коммуникаций с каналами. Окончательные гидравлические испытания проводят совместно с трубопроводами верхних (пароводяных) коммуникаций реактора.

Монтаж нижних коммуникаций необходимо выполнить на ранней стадии, с тем чтобы окончить эти работы до начала монтажа верхних коммуникаций, поскольку гидравлические испытания верхних коммуникаций невозможно выполнить, если нижние коммуникации не замкнуты.

Детали трубопроводов верхних коммуникаций (см. рис. 4.2) предварительно укрупняют в блоки в цехе предмонтажных работ. Укрупнение деталей трубопроводов с трактами наращивания производят на вертикальном укрупнительном стенде. Стенд (рис. 4.19) представляет собой металлический каркас с балкой 1 и нижней плитой 5, на которую устанавливают и крепят с помощью скоб 2 тракты наращивания верхней плиты 4 с фланцами 6. Тракты наращивания устанавливают в стенде строго вертикально и ориентируют их разворот по пазам фланцев, затем к ним приваривают детали трубопроводов ПВК, ориентируя их в соответствии с проектным положением. Одновременно на

вертикальном стенде укрупняют от 12 до 24 трактов. При сварке пользуются сварочными автоматами. Укрупнение деталей, примыкающих к сепараторам (стыки № 6), производят на горизонтальном стенде, при этом заваривают стыки № 6 (рис. 4.20).

Укрупненные блоки трактов наращивания снимают со стенда и набирают полурядами, используя временные средства крепления. В наиболее длинном полуряде насчитывается до 24 трактов. Набранный полуряд с помощью трансера грузят на железнодорожную платформу и подают в транспортный коридор реакторного отделения АЭС.

До начала монтажа наращивания верхней плиты с блоками трубопроводов верхних коммуникаций должны быть полностью или частично смонтированы технологические ка-

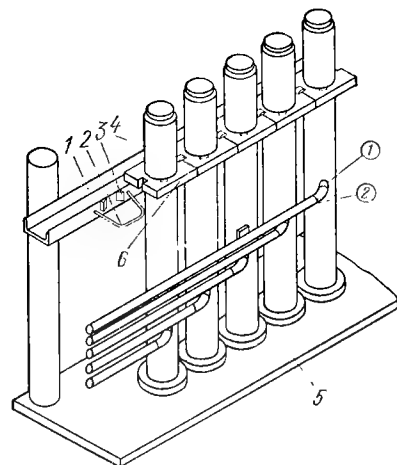


Рис. 4.19. Вертикальный укрупнительный стенд.

1 — балка; 2 — скоба; 3 — стойка;
4 — тракт наращивания верхней плиты;
5 — нижняя плита стенда;
6 — фланец тракта.

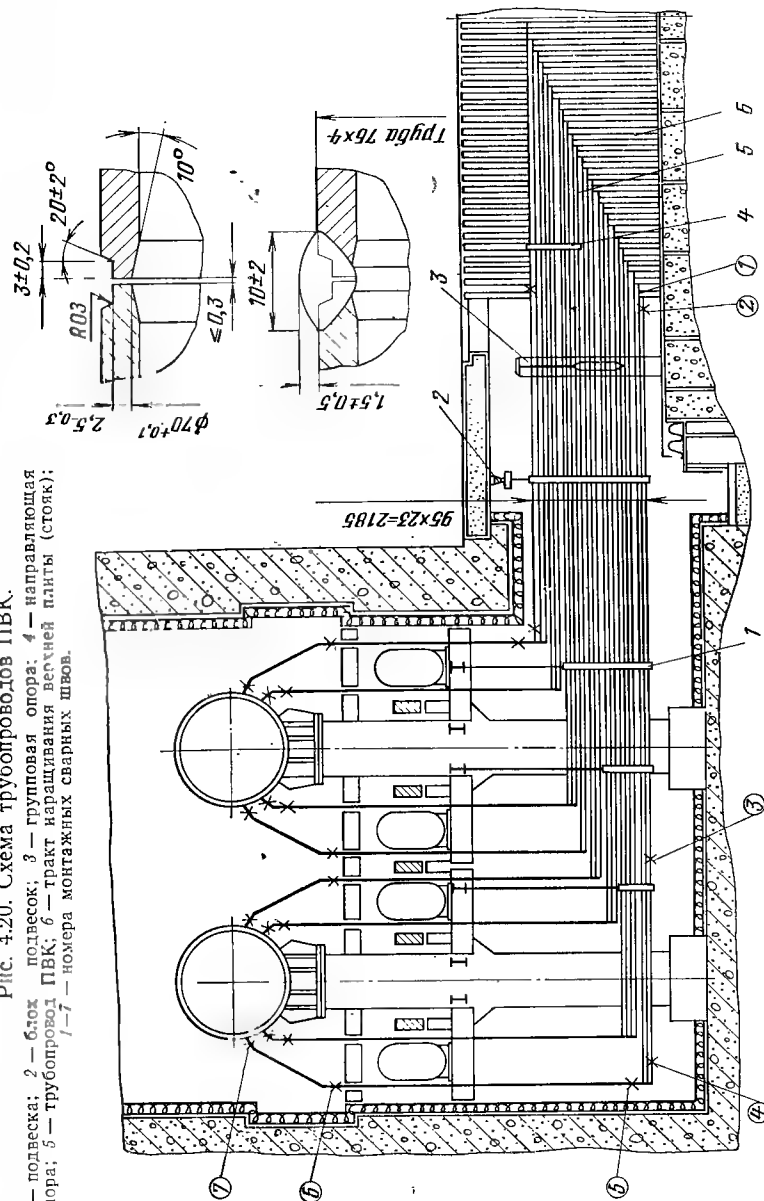
налы, полностью закончены работы по монтажу трубопроводов КЦТК в пределах верхней плиты реактора и верхнего компенсатора верхней плиты реактора, смонтированы сепараторы и опускающие трубопроводы от сепараторов до всасывающих коллекторов, установлены опорные конструкции для крепления опор и подвесок верхних коммуникаций.

Установку блоков трактов наращивания производят мостовым краном центрального зала, для этого трансеру с полурядом блоков ПВК крепят к крюку мостового крана, снимают полуряд с железнодорожной платформы, переводят полуряд из горизонтального положения в вертикальное, поднимают в центральный зал и устанавливают на верхнюю плиту реактора в проектное положение. Тракты крепят временными креплениями и после этого трансеру снимают.

Установку трактов наращивания выполняют порядно. Сначала монтируют ряды, расположенные вдоль главной оси реактора, направленной в сторону сепаратора. При монтаже трактов наращивания первого центрального ряда для крепления и выверки блоков используют временную опорную металлоконструкцию, к которой прикрепляют хомутами верхние части трактов наращивания.

При монтаже последующих рядов трактов наращивания их верхние части крепят хомутами или иными монтажными приспособлениями к предыдущим, уже смонтированным рядам. Монтаж рядов трактов осуществляют в направлении от центральных рядов к периферии. Одновременно с монтажом трактов наращивания технологических каналов монтируют тракты наращивания специальных каналов. До полного окончания работ в ряду, включая сварку, все виды контроля сварных швов, гидравлическое испытание, антикоррозионные покрытия сварных

Рис. 4.20. Схема трубопроводов ПВК.
1 — подвеска; 2 — блок подвесок; 3 — групповая опора; 4 — направляющая опора; 5 — трубопровод ПВК; 6 — тракт наращивания верхней плиты (стояк); 1-7 — номера монтажных сварных швов.



швов, проверку зазоров между трубами верхних коммуникаций и трактами наращивания, установку опор и подвесок трубопроводов и т. д., никакие работы по установке трактов наращивания в последующих рядах, как правило, не производят.

Нижние части трактов наращивания совмещают с трактами верхней плиты разъемными центраторами, не препятствующими выполнению прихватки собранных стыков. Прихватку электродуговой сваркой выполняют вручную после выверки трактов наращивания по вертикальности (допуск ± 2 мм) и по развороту блока в плане.

При приварке трактов наращивания, которую выполняют сварочными автоматами, необходимо следить за тем, чтобы отклонения трактов от вертикали не превышали 5 мм. Если после приварки отклонение от вертикальности превышает 5 мм, то производят исправление наложением ложных сварных швов, добиваясь требуемого допуска.

Окончательная центровка верхних концов трактов наращивания обеспечивается за счет установки специальной дистанционирующей решетки. Установку решетки производят после приварки всех трактов. Эта решетка впоследствии не снимается, а остается как конструктивный элемент реактора.

После приварки трактов наращивания в ряду производят гидравлические испытания смонтированных участков трубопроводов верхних коммуникаций. Для этого на фланцы трактов наращивания и на свободные концы труб верхних коммуникаций устанавливают заглушки. В схему гидравлических испытаний включают также соответствующие каналы реактора и нижние коммуникации. Для гидравлических испытаний применяют химобессоленную или дистиллированную воду.

Параллельно с монтажом трактов наращивания и труб верхних коммуникаций производят установку опор и подвесок.

Одновременно с монтажом трактов наращивания верхних коммуникаций в пределах верхней плиты монтируют участки верхних коммуникаций, примыкающие к сепараторам, заваривая при этом стыки № 7. Монтаж замыкающих участков и заварку стыков № 4—5 производят после гидравлических испытаний трубопроводов в пределах верхней плиты совместно с трактами наращивания и каналами реактора.

Окончательное гидравлическое испытание верхних коммуникаций производят совместно с испытанием оборудования и трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (МПЦ) в соответствии с правилами Госгортехнадзора СССР по АЭС.

После окончания работ по наращиванию трактов верхней плиты монтируют специальные каналы, а также трубопроводы охлаждения специальных каналов, которые размещаются над трубопроводами верхних коммуникаций реактора. Затем монтируют центрирующую решетку, устанавливают и приваривают головки каналов СУЗ.

Установку исполнительных механизмов СУЗ и их опробование производят по программе пуска наладочных работ на реакторе.

4.7. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ I КОНТУРА АЭС С РЕАКТОРАМИ РБМК

К I контуру кроме реактора относятся барабаны-сепараторы, коллекторы, насосы ГЦН и трубопроводы, объединяющие это оборудование.

Барабан-сепаратор изготавливается из углеродистой стали, изнутри плакирован нержавеющей сталью и имеет 460 штуцеров для трубо-

проводов пароводяной коммуникации (ПВК), 19 паровых патрубков, 12 патрубков для опускных трубопроводов; диаметр внутренний 2,6 м, длина около 31 м, толщина стенки 114 мм, паропроизводительность 1450 т/ч, температура циркулирующей воды около 285°С, давление насыщенного пара 70 кгс/см², масса барабана-сепаратора 278 т.

Сепаратор установлен на пяти опорах, центральная опора неподвижная, остальные опоры подвижные. Для осмотра внутренней поверхности сепаратора имеются два люка.

Барабаны-сепараторы поставляются на АЭС на большегрузных железнодорожных транспортерах. Все штуцера и люки сепараторов на заводе-изготовителе закупориваются.

На АЭС барабаны-сепараторы разгружаются мостовыми кранами грузоподъемностью 320 т, которыми оборудован самоходный порталный кран К11-640, предназначенный для укрупнения и монтажа металлоконструкций реактора.

Монтируется барабан-сепаратор в боксах на специальных стальных опорных эстакадах. Опорные эстакады устанавливают в процессе выполнения строительных работ, когда над боксами сепараторов нет перекрытия. В этом случае монтаж выполняется башенными кранами. До установки сепараторов конструкции опорных эстакад должны быть полностью готовы, о чем составляется акт.

На необходимую высоту сепараторы поднимают мостовыми кранами и укладывают на тележки, а затем их перемещают на проектные места по балочному настилу, используя лебедки и полиспасты.

Барабаны-сепараторы, перемещенные к месту установки, поднимают гидравлическими домкратами и монтируют штатные опоры. Выверку барабанов-сепараторов в плане производят, ориентируясь на главные оси реактора (а не здания), поскольку барабаны-сепараторы связаны с реактором большим количеством труб ПВК, прокладка которых должна выполняться очень точно по отношению к реактору. Выверку барабанов-сепараторов по высоте производят по заводской разметке на их корпусах, ориентируясь на высотную отметку верхнего листа верхней плиты реактора.

Напорные и всасывающие коллекторы представляют собой цилиндрические корпуса, изготовленные из стали марки 22К, плакируемые внутри нержавеющей сталью марки 0Х18Н10Т. Диаметр коллекторов 900 мм, толщина стенки 60—70 мм, длина — до 21,0 м, масса 39,3 т (всасывающий) и 56,8 т (напорный). Для осмотра внутренних поверхностей коллекторы имеют два люка. Центральная опора коллектора неподвижная, а две боковые подвижные, которые допускают перемещение вдоль продольной оси.

К штуцерам напорного коллектора присоединяются напорный трубопровод и групповые коллекторы, которые служат для перераспределения потока воды, поступающей из напорного коллектора в трубопроводы водяных коммуникаций реактора. Групповой коллектор представляет собой цилиндрический корпус с штуцерами. К штуцерам присоединены регулирующие клапаны. Привод регулирующего клапана — ручной, с дистанционным управлением. Для измерения расхода после клапана установлен расходомер, а к нему, в свою очередь, присоединен трубопровод водяной коммуникации, подводящий воду к рабочему каналу, к штуцерам всасывающего коллектора присоединяются опускные трубопроводы и всасывающие ГЦН.

Напорные и всасывающие коллекторы МПЦ устанавливаются по такой же технологии, как и барабаны-сепараторы, но при их выверке пользуются осями и высотными реперами соответствующих помещений.

После окончания установки барабанов-сепараторов и коллекторов заделываются монтажные проемы, предусмотренные для их подачи.

Корпус главного циркуляционного насоса опирается на фундаментную раму и закладную деталь. Рабочее колесо насоса закреплено на валу, который вращается в радиально-упорном подшипнике и нижнем радиальном подшипнике, расположенном в нижней части насоса (рис. 4.21).

Главные циркуляционные насосы поставляются в разобранном виде. В объем поставки входят корпус насоса с патрубками, фундаментная рама с фундаментными болтами, выемная часть насоса и электродвигатель.

Монтаж насоса начинают с установки фундаментной рамы, затем устанавливают корпус насоса и закрепляют его на фундаментной раме. Выемную часть насоса монтируют после того, как к патрубкам корпуса насоса будут приваре-

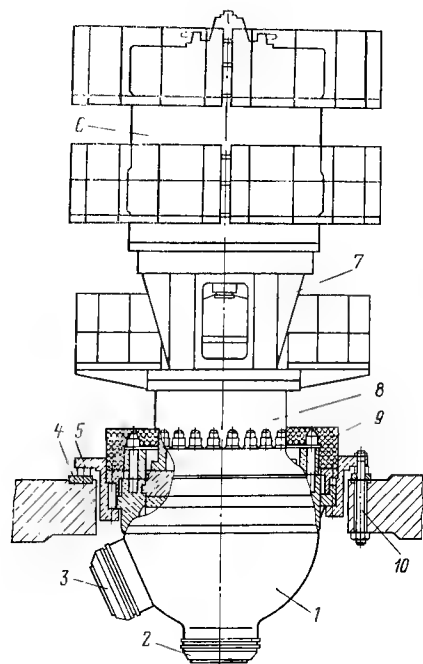


Рис. 4.21. Схема главного циркуляционного насоса РБМК.

1 — корпус; 2 — всасывающий патрубок; 3 — напорный патрубок; 4 — закладная деталь; 5 — рама; 6 — электродвигатель; 7 — радиально-упорный подшипник; 8 — выемная часть насоса; 9 — теплоизоляция; 10 — фундаментный болт.

ны трубы контура многократной принудительной циркуляции с условным диаметром 800 мм, при этом корпус насоса открыт со стороны главного разъема, что обеспечивает доступ во внутренние полости трубопроводов для сварки, зачистки и контроля сварных стыков. После окончания монтажа и тщательной очистки внутренних полостей трубопроводов МПЦ приступают к установке выемной части насоса, которая собрана на заводе-изготовителе полностью и не нуждается в дополнительных сборочных работах на монтажной площадке.

Главный разъем насоса уплотняют специальной клиновидной прокладкой, при обтяжке шпильки главного разъема контролируют прилагаемые усилия.

Электродвигатель насоса поставляется в разобранном виде, сборка его производится на стенде в стороне от питающего места установки.

Опробованный на холостом ходу электродвигатель устанавливают на промежуточную опору, собирают детали муфты, соединяющей вал насоса и электродвигателя.

Опробование насоса в сборе проводится при наличии теплоносителя в контуре МПЦ и готовности всех вспомогательных систем насо-

са, в том числе систем маслоснабжения и системы гидроуплотнений, которая подает воду под давлением на уплотнение вала насоса.

Трубопроводы I контура, которые объединяют оборудование I контура, подразделяются на трубопроводы большого диаметра и опускные трубопроводы.

Трубопроводы большого диаметра объединяют между собой всасывающие коллекторы, насосы ГЦН и напорные коллекторы. В контуре имеется восемь всасывающих трубопроводов, объединяющих всасывающие коллекторы и всасывающие патрубки восьми насосов (каждый состоит из двух блоков $\varnothing 836 \times 42$ и запорной задвижки), восьми напорных трубопроводов, объединяющих напорные патрубки восьми насосов и напорные коллекторы (каждый состоит из двух блоков $\varnothing 836 \times 42$, колена $\varnothing 858 \times 53$, обратного клапана, дроссельного клапана и запорной задвижки), а также двух переключек, состоящих каждая из трех блоков и задвижки с обратным клапаном. Блоки трубопроводов и колена выполнены из стали 22К, плакированы изнутри нержавеющей сталью. Масса трубного блока, поставляемого заводом, от 2,5 до 10,5 т каждый. Задвижка — клиновая, двухдисковая, с выдвижным шпинделем $D, 800$, массой 5,8 т и дистанционным электроприводом массой 0,52 т; клапан — обратный, поворотный, под приварку, $D, 800$ массой 0,99 т; дроссельный клапан — $D, 800$, дистанционное управление.

Перед монтажом трубопроводов производится укрупнение отдельных трубных блоков в монтажные блоки, а также задвижек с дроссельным клапаном и обратным клапаном до размеров и массы монтажного блока, позволяющего произвести их монтаж.

Подача трубных блоков и помещение производится мостовыми кранами на помещения ГЦН до установки улитки. Стыковка блоков друг с другом производится с помощью полиспастов грузоподъемностью 10 т или с помощью монорельсов с тельфером грузоподъемностью 10 т. Подгонка стыков производится с применением центровочных приспособлений, хомутов, на которые временно подвешиваются блоки штатных и временных опор. В качестве штатных опор применяются трубные опоры. Сварка стыков по основному металлу производится электродами УОНИ-13/45 или УОНИ-13/55 и сварка плакирующего слоя — электродами марки ЗиО-8.

Сборка и сварка стыков производится по технологии, составленной специализированной организацией. Гидравлические испытания и промывки трубопроводов большого диаметра производятся по программе пусконаладочных работ.

Опускные трубопроводы объединяют между собой каждый из четырех барабанов-сепараторов и всасывающий коллектор двенадцатью трубопроводами $\varnothing 325 \times 15$, изготовленных из нержавеющей стали, два сепаратора между собой объединены перемычкой, выполненной из тех же трубопроводов. Общее количество блоков трубных 130, масса блока — от 0,5 до 1,7 т. Опускные трубопроводы крепятся на пружинных подвесках. Общая масса опускных трубопроводов с подвесками 148,3 т.

До начала монтажа опускных трубопроводов должны быть смонтированы барабаны-сепараторы, всасывающие коллекторы, а также площадки и металлоконструкции в боксе опускных трубопроводов. Установка блоков трубопроводов и их стыковка друг с другом производится с применением талей, хомутов для строповки и центровочных хомутов для сборки стыка и его сварки. Технология сборки и сварки блоков трубопроводов разрабатывается специализированной организацией.

Раздел пятый

МОНТАЖ ВОДО-ВОДЯНЫХ РЕАКТОРОВ

5.1. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР И КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время реакторами водо-водяного типа для АЭС являются ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 (табл. 5.1).

Реактор ВВЭР — ядерный, энергетический, корпусный, с водой под давлением, водо-водяной реактор на тепловых нейтронах. Реакторы

Таблица 5.1. Характеристики реакторов водо-водяного типа

Наименование	Марка реактора	
	В-1000*	В-440
Тепловая мощность, МВт	3000	1375
Электрическая мощность, МВт	1000	440
Давление в первом контуре, кгс/см ²	160	125
Температура воды на входе в активную зону, °С	289	269
Температура воды на выходе из активной зоны, °С	322	301
Количество циркуляционных петель, шт.	4	6
Паропроизводительность парогенераторов, т/ч	4 × 1469 = = 5876	6 × 452 = = 2712
Температура пара на выходе из парогенератора, °С	294	259
Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	60	44
Активная зона:		
диаметр, м	3,12	2,88
высота, м	3,55	2,42
количество кассет, шт.: рабочих	151	349
регулирующих]	109	37
Среднее обогащение урана, %	2,6	
Масса монтируемого оборудования трубопроводов и металлоконструкций	28 540	19 500

* Данные относятся к реактору, сооруженному на Нововоронежской АЭС.

имеют двухконтурную схему (рис. 5.1), состоящую из системы I и II контуров.

В первом контуре циркулирует обессоленная вода. Проходя активную зону реактора и омывая тепловыделяющие элементы, вода, играющая одновременно роль замедлителя нейтронов, нагревается и поступает в парогенераторы, где теплота I контура передается воде II контура. Вода II контура, испаряясь, превращается в сухой насыщенный нерадиоактивный пар, который поступает в турбины. I контур реактора ВВЭР-1000 состоит из четырех петель, реактора ВВЭР-440 — из шести.

Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, где конденсируется. Конденсат подается конденсатным насосом через подогреватели низкого давления в деаэратор и питательным насосом через подогреватели высокого давления возвращается в парогенератор.

Реактор ВВЭР представляет собой цилиндрический сосуд, состоящий из корпуса и съемного верхнего блока со сферической крышкой

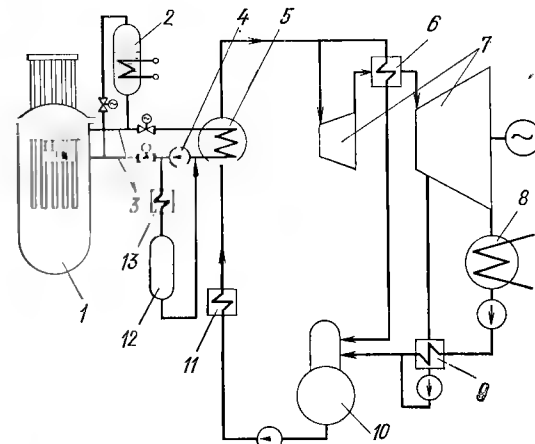


Рис. 5.1. Принципиальная схема АЭС с реактором ВВЭР.

1 — реактор; 2 — компенсатор объема; 3 — главные циркуляционные трубопроводы; 4 — главный циркуляционный насос; 5 — парогенератор; 6 — сепаратор-пароперегреватель; 7 — турбина; 8 — конденсатор; 9 — подогреватель низкого давления; 10 — деаэратор; 11 — подогреватель высокого давления; 12 — система очистки продувочной воды; 13 — регенеративный теплообменник.

(рис. 5.2). Внутри корпуса размещены внутрикорпусные устройства (ВКУ) и активная зона (рис. 5.3). В активную зону входят рабочие и регулирующие кассеты.

Внутрикорпусные устройства реактора (ВКУ) служат для размещения и крепления элементов активной зоны и направления потока теплоносителя внутри реактора. ВКУ включают в себя шахту с днищем, выемную корзину (или выгородку) и блок защитных труб.

Шахта реактора предназначена для разделения входного и выходного потоков теплоносителя, для защиты стенки корпуса от воздействия нейтронного потока и для размещения выемной корзины (для ВВЭР-440) или выгородки (для ВВЭР-1000).

Въемная корзина или выгородка предназначены для размещения в них элементов активной зоны, в состав которой входят рабочие и регулирующие кассеты.

Блок защитных труб предназначен для фиксации головок кассет, защиты штанг и захватов приводов системы управления защиты (СУЗ) от воздействия потоков теплоносителя и предохраняет кассеты и выемную корзину от всплытия под воздействием потока теплоносителя.

Верхний блок предназначен для размещения сборок приводов СУЗ и устанавливается на горловину корпуса реактора.

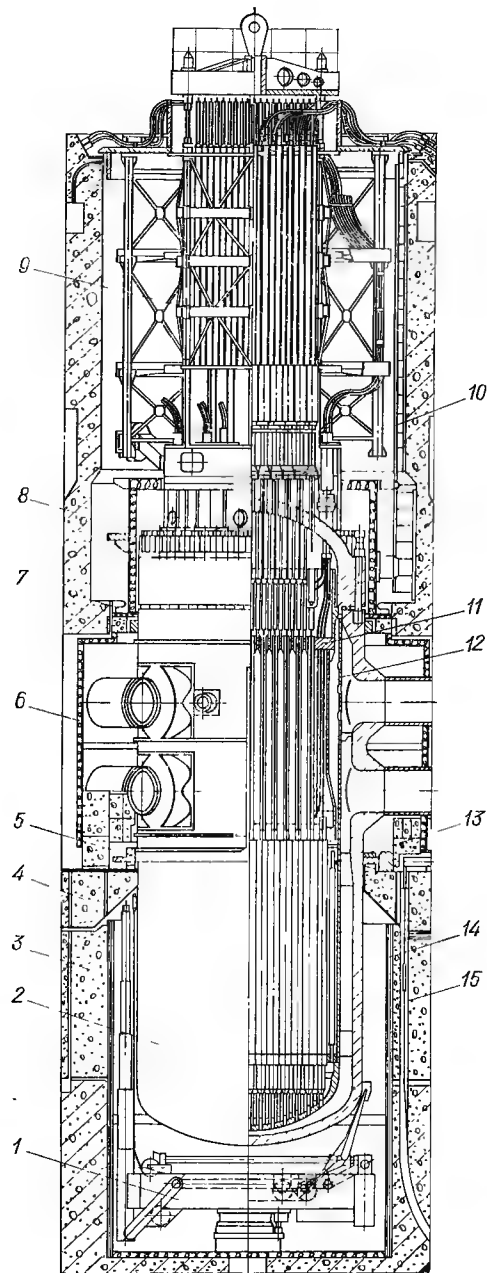
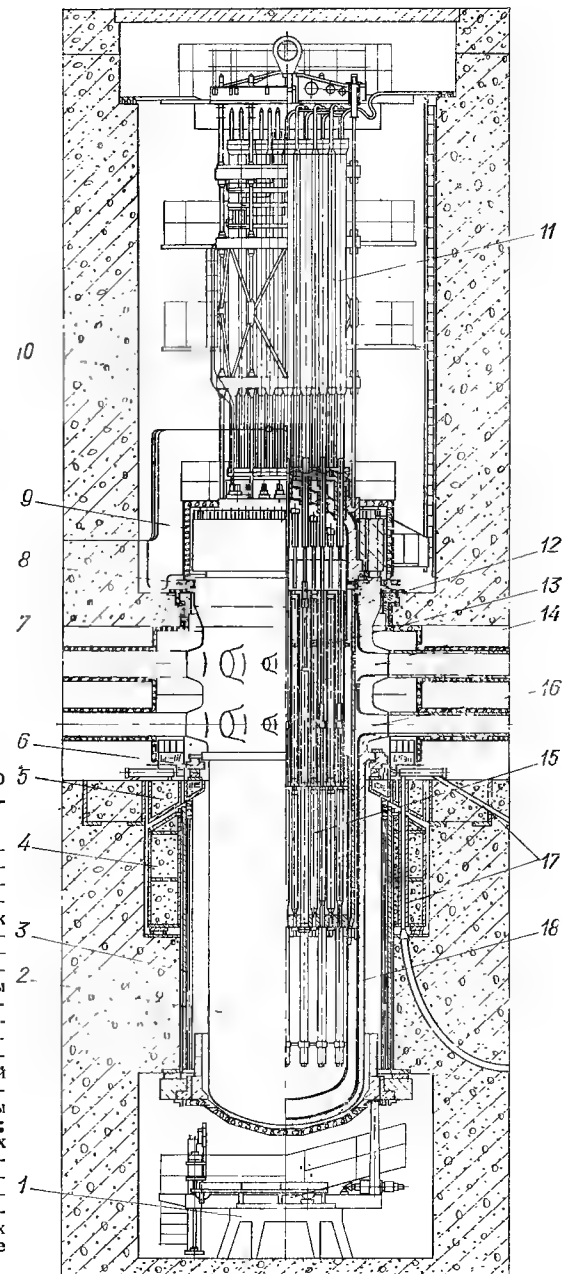


Рис. 5.2. Разрез по реактору ВВЭР-1000.

1 — машина осмотра корпуса; 2 — корпус реактора; 3 — бак «сухой» защиты; 4 — опорная ферма; 5 — опора корпуса; 6 — теплоизоляция зоны патрубков; 7 — разделительный сифон; 8 — теплоизоляция верхнего блока; 9 — верхний блок; 10 — центровочное приспособление; 11 — блок защитных труб; 12 — шахта; 13 — выгородка; 14 — теплоизоляция цилиндрическая; 15 — канал ионизационной камеры.

Рис. 5.3. Разрез по реактору ВВЭР-440.

1 — машина осмотра корпуса; 2 — корпус реактора; 3 — теплоизоляция цилиндрическая; 4 — бак «сухой» защиты; 5 — опорная ферма; 6 — опорное кольцо; 7 — теплоизоляция зоны патрубков; 8 — разделительный сифон; 9 — теплоизоляция верхнего блока; 10 — верхний блок; 11 — чехол регулирующей кассеты (АРК); 12 — шахта; 13 — блок защитных труб; 14 — регулирующая кассета; 15 — рабочая кассета; 16 — корзина; 17 — каналы ионизационных камер; 18 — днище шахты.



Рабочая кассета реактора состоит из головки с подпружиненными штырями, хвостовика, шестигранного чехла, твэлов и дистанционирующих решеток. Регулирующая кассета реактора ВВЭР-440 состоит из двух частей — тепловыделяющей сборки и поглотителя. Тепловыделяющая сборка выполнена аналогично рабочей кассете, размещена под поглотителем и вводится в активную зону по мере выведения поглотителя при подъеме.

При опускании кассет тепловыделяющие сборки выводятся из активной зоны и размещаются в защитных трубах днища шахты, а их место занимают поглотители. При этом количество урана в активной зоне уменьшается, вследствие чего мощность реактора снижается.

При подъеме регулирующих кассет мощность реактора возрастает. Если при работе реактора происходит недопустимое отклонение от режима, которое может привести к аварии, регулирующие кассеты по специальному сигналу аварийной защиты освобождаются приводами от зацепления и перемещаются в крайнее нижнее положение, что приводит к прекращению ядерной реакции. Циркуляция теплоносителя при этом через реактор не прекращается. Из 349 кассет реактора ВВЭР-440 37 — регулирующие.

Регулирующая кассета реактора ВВЭР-1000 аналогична рабочей кассете, за исключением того, что в тепловыделяющей сборке в двенадцати циркуляционных трубках, в которых обычно помещается двуокись урана, находятся сдерживающие поглотители — кластеры, которые с помощью специальной трансверсы для всех двенадцати кластеров перемещаются по высоте кассеты и тем самым выводятся или выводятся из активной зоны реактора, уменьшая или увеличивая мощность реактора. Из 151 кассеты реактора 109 — регулирующие.

Главный циркуляционный насос (ГЦН) предназначен для создания циркуляции воды в первом контуре.

Парогенераторы предназначены для производства насыщенного пара заданных параметров. Теплоноситель первого контура поступает во входной коллектор, проходит по трубным пучкам поверхности нагрева, где отдает теплоту теплоносителю второго контура, находящемуся в межтрубном пространстве, и поступает в выходной коллектор. Питательная вода подводится и распределяется внутри корпуса парогенератора с помощью трубопровода. Через штуцера к парогенератору подсоединяются трубопроводы системы непрерывной и периодической продувок, посредством которых часть воды удаляется из контура для очистки.

В процессе эксплуатации реакторной установки в зависимости от режима работы изменяется температура воды первого контура, а вместе с тем изменяется и давление, так как изменяется удельный объем циркулирующей воды. Для поддержания давления в необходимых пределах служит система компенсации объема, состоящая из компенсатора объема, трубопроводов и предохранительных клапанов. Сбросной трубопровод компенсатора от парового объема, который имеет предохранительные клапаны, подсоединяется к барботеру. Из компенсатора объема пар сбрасывается в барботер и конденсируется. Давление в компенсаторе объема создается паровой подушкой. Кипение воды в компенсаторе достигается за счет работы электрических нагревателей. При изменении давления в первом контуре, а следовательно, и в компенсаторе объема изменяется мощность, подводимая к электрическим нагревателям, вследствие чего давление в контуре восстанавливается. При большом росте давления в контуре в компенсатор подается вода

из «холодной» нитки циркуляционной петли, что приводит к конденсации пара в паровом объеме компенсатора, и давление снижается.

Компоновки главных корпусов АЭС с реакторами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 (рис. 5.4) выполнены по разомкнутому варианту: отдельно здание реакторного отделения, машинное отделение с деаэрационной этажеркой, вспомогательный спецкорпус. В реакторном отделении размещено оборудование I контура и основных вспомогательных систем I контура, находящихся в герметичной части, которая выдерживает давление, возникающее при аварии оборудования главного циркуляционного трубопровода.

Реактор ВВЭР-440 обслуживается круговым краном грузоподъемностью 250 т, а реактор ВВЭР-1000 — 400 т. Перегрузка реактора осуществляется перегрузочной машиной, которая обслуживает реактор и бассейн перегрузки.

5.2. МОНТАЖ РЕАКТОРА ВВЭР-1000

Последовательность монтажа реактора ВВЭР-1000 (табл. 5.2) следующая: монтаж металлоконструкции «сухой» защиты в боксе реактора, монтаж теплоизоляции реактора, монтаж опорной фермы реактора, монтаж опоры корпуса, монтаж корпуса реактора, монтаж упорного кольца реактора, монтаж разделительного сильфона, монтаж внутрикорпусных устройств реактора (ВКУ), монтаж верхнего блока реактора, гидравлическое испытание узлов реактора и циркуляционные проемы.

До монтажа металлоконструкций «сухой» защиты и опорной фермы реактора производят установку и сварку капалов изоляционных камер (ИК) с применением шаблона, выполненного в виде металлического листа, имитирующего нижний фланец бака «сухой» защиты, с отверстиями под каналы ИК.

На стадии производства строительных работ в боксе реактора монтируют металлоконструкцию сухой защиты и опорную ферму. Ко времени начала монтажа корпуса реактора эти металлоконструкции должны быть смонтированы, забетонированы, их внутренние полости засыпаны чулунной дробью и залиты тяжелым бетоном.

В процессе монтажа все узлы реактора и металлоконструкции окрашивают термостойкой эмалью.

Конструкция металлоконструкции «сухой защиты» выполнена в виде кольцевого бака и устанавливается в боксе реактора на опоре. Внутренние полости бака заполняются после монтажа серпентинитовым бетоном. Между днищем и крышкой металлоконструкции свариваются защитные трубы, через которые проходят трубы (чехлы) ионизационных камер.

Металлоконструкция бака «сухой защиты» (рис. 5.5) поставляется в виде секций, которые собираются, выверяются и свариваются между собой на специальном монтажном стенде. Перед сваркой секций составляется формуляр геометрических размеров.

Собранный и сваренный бак «сухой защиты» устанавливают краном на штатное место в бокс реактора. Установленный на опору бак «сухой защиты» выверяют в плане, совмещая его главные оси с осями бокса реактора. При этом проверяют смещение защитных труб и закладных деталей. Это необходимо для того, чтобы трубы ионизационных камер проходили через защитные трубы металлоконструкции бака с некоторым зазором.

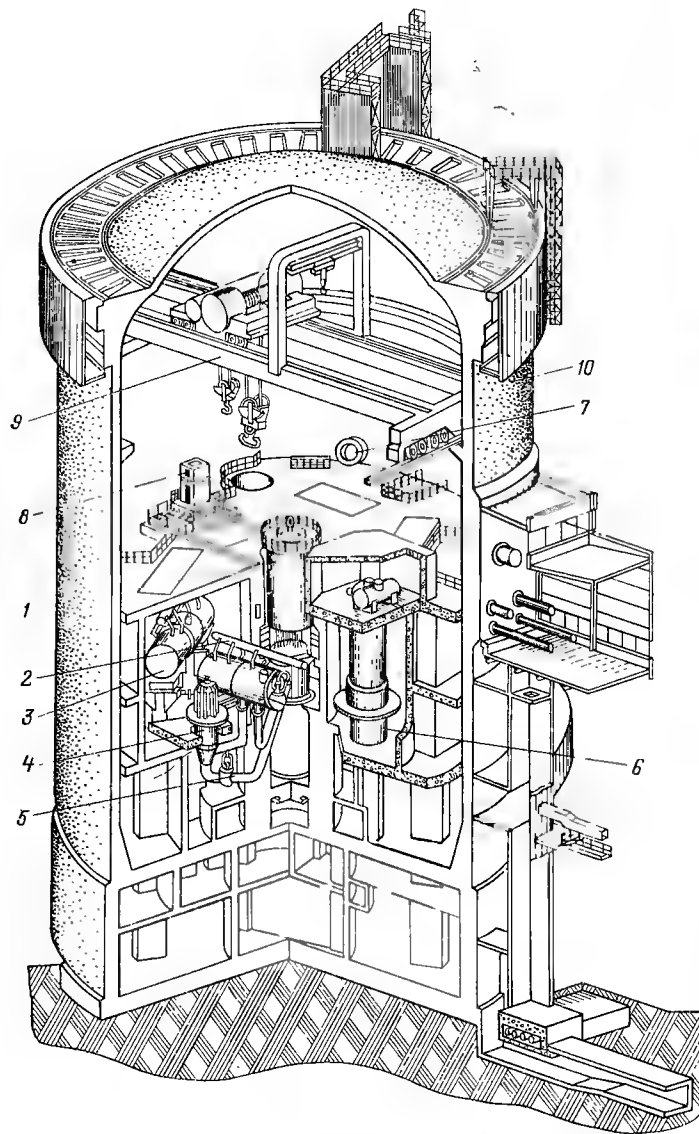


Рис. 5.4. Реакторное отделение АЭС с ВВЭР-1000.

1 — реактор; 2 — паропроводы; 3 — парогенератор ПГВ-1000; 4 — главный циркуляционный насос; 5 — главная запорная задвижка; 6 — компенсатор объема; 7 — аварийный шлюз; 8 — перегрузочная машина; 9 — мостовой кран грузоподъемностью 400 т; 10 — защитная оболочка.

Таблица 5.2. Характеристика металлоконструкций реакторного бокса и узлов реактора ВВЭР-1000

Наименование	Габариты, мм			Основной материал	Масса, т
	D_H	$D_{ЭН}$	H		
Бак „сухой защиты“	7260	5810	2970	09Г2С	29
Теплоизоляция цилиндрической и нижней части реактора	5770	5530	6900	0Х18Н10Т 09Г2С	31,9
Ферма опорная	9650	4575	1250	09Г2С; Ст3пс; сталь 20	72,5
Опора корпуса	5460	4575	280	25Л; 48 ТС-1	8,2
Корпус реактора	4535 по цилиндрической части	4155 без учета наплавки	10 880	Сталь 15Х2НМФА, плакированная нержавеющей сталью	314
Упорное кольцо	4970	4570	260	То же	6,2
Разделительный силовый фланец	5700	4572	299	Сталь 20	2
Шпалта	3670 по фланцу	3500	10 458	08Х18Н10Т	74,7
Выгородка	3480	—	4415	08Х18Н10Т	21,9
Блок защитных труб	3550 по фланцу	—	7945	08Х18Н10Т	54,25
Верхний блок в сборе, в том числе: крышка	4580 по фланцу	—	11 795	—	133,7 без приводов
	4580	—	2750	Сталь 15Х2НМФА, плакированная нержавеющей сталью	88,2
металлоконструкции (каркас) траверса	3500	—	6890	Ст3; сталь 20	5,9
пригод СУЗ в сборе	3300	—	1545	То же	12,3
корпус статорный	Макс. 235	—	14 771	08Х18Н10Т	0,5885 × 109
статор съемный	235	—	5780	08Х18Н10Т	0,2665 × 109
якорь	76	—	5670	08Х17Т	0,1345 × 109
захват	49,75	—	4427	08Х18Н10Т	0,0274 × 109
сердечник с датчиком в сборе	—	—	6036	08Х18Н10Т	0,0118 × 109
				08Х18Н10Т	0,0752 × 109

Когда выверка окончена, на металлоконструкцию бака и ее опоры устанавливают ограничители (шпонки), фиксирующие положение конструкции в плане. После этого бак «сухой защиты» приподнимают кра-

ном или домкратами на 350—400 мм и устанавливают на временные подкладки.

Устанавливают трубы каналов ионизационных камер и приваривают их к закладным деталям, забетонированным в бетонных конструкциях бокса реактора.

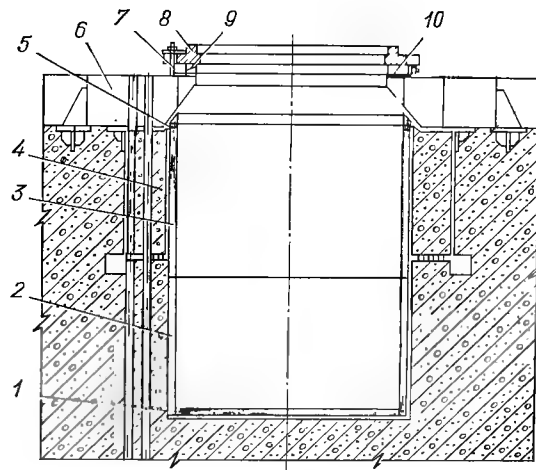


Рис. 5.5. Установка бака «сухой» защиты, теплоизоляции бокса реактора, опорной фермы и опоры корпуса.

1 — теплоизоляция нижней части бокса; 2 — нижний сектор цилиндрической теплоизоляции; 3 — средний сектор цилиндрической теплоизоляции; 4 — бак «сухой» защиты; 5 — верхний сектор цилиндрической теплоизоляции; 6 — опорная ферма; 7 — раскрепляющая шпилька с накладкой; 8 — опора корпуса; 9 — парные клинья; 10 — клиновидный домкрат.

Сварные швы испытывают пневматическим давлением с обмыливанием. Трубы проверяют на проходимость калибром. Затем металлоконструкцию бака окончательно устанавливают на опору, проверяют положение и прилегание к опоре, составляют формуляр на установку и затем внутренние полости бетонировать серпентинитовым бетоном.

Теплоизоляция реактора подразделяется на теплоизоляцию цилиндрической части, нижней горизонтальной части, теплоизоляцию зоны патрубков и верхнего блока. Теплоизоляция цилиндрической части предназначена для предохранения бака «сухой» защиты и бетона бокса от теплового воздействия со стороны корпуса реактора.

После монтажа металлоконструкции бака выполняют работы по сборке, сварке и установке цилиндрической части теплоизоляции (рис. 5.5). Теплоизоляцию выполняют в виде двух ярусов — верхнего и нижнего. Каждый ярус состоит из пяти стальных пустотелых секций, внутренние полости которых заполнены стальной нержавеющей фольгой, выполняющей роль теплоизоляционного материала. Теплоизоляция цилиндрической части корпуса собирается в виде десяти блоков. Блоки собирают и сваривают между собой внутри металлоконструкции бака.

На каждом блоке теплоизоляции имеются временные опоры (скобы) для установки блоков при сборке и сварке. Скобы расположены на одной высоте со штатными опорами. После установки всех блоков теплоизоляции производят их совместную стыковку и подгонку кромок под сварку. При этом следят за тем, чтобы риски, нанесенные на блоки теплоизоляции, совпадали с осями бокса реактора, чтобы зазоры между теплоизоляцией и стенками боксов реактора, а также металлоконструкцией бака были равномерными, а внутренняя обечайка теплоизоляции имела цилиндрическую форму и ее вертикальная ось совпадала с вертикальной осью бокса реактора. При установке и выверке теплоизоляции пользуются отжимными винтами, которые упираются в стальные пластины, забетонированные в стенках бокса реактора. Когда подгонка и выверка блоков теплоизоляции закончены, производят сварку их между собой.

Сваренные блоки теплоизоляции выставляют по высоте, после чего к ним приваривают постоянные опоры, которыми теплоизоляция опирается на конструкцию бака. Подгоняют и устанавливают блоки теплоизоляции в местах монтажных стыков секций.

Собранный блок цилиндрической части теплоизоляции извлекают и устанавливают на монтажном стенде, где заканчивают сварочные работы и окраску конструкции. Готовый блок устанавливают на конструкцию бака, выверяют по осям бокса реактора (допуск на смещение осей 3 мм) и по высотным отметкам, а затем выполняют приварку опор к конструкции бака и монтируют блоки нижнего узла уплотнения теплоизоляции.

Блоки верхнего узла уплотнения монтируют после установки опорной фермы. Нижний и верхний узлы уплотнения допускают свободное расширение теплоизоляции, поэтому при сборке металлических частей этих узлов должны контролироваться зазоры между ними, размеры которых должны превышать размеры возможных тепловых перемещений. В качестве теплоизоляционного материала в этих узлах применяют маты из стекловолокна.

Отжимные винты устанавливают так, чтобы между их торцами и стальными пластинами, установленными в боксе реактора, обеспечивался зазор не менее 1 мм.

Монтаж нижней горизонтальной части теплоизоляции днища корпуса производят после окончания работ по монтажу корпуса реактора. Монтаж теплоизоляции зоны патрубков выполняют после окончания монтажа трубопроводов I контура в пределах реактора. Установка теплоизоляции верхнего блока производится после монтажа верхнего блока реактора.

Опорная ферма представляет собой кольцевую металлоконструкцию, воспринимающую все виды нагрузок от реактора в процессе эксплуатации.

Опорная ферма поставляется в виде трех секций, каждая из которых состоит из десяти балок шириной 350 мм, высотой 1,25 м и длиной 2,5 м, соединенных между собой опорным поясом, внутренней и наружной обечайками и поперечными листами. Между балками закреплены трубные проходки под трубопроводы ионизационных камер. Опорную ферму приваривают к опорам, замонтированным в бетоне бокса реактора. На верхних полках балок опорной фермы расположены опорные плиты, предназначенные для установки опоры корпуса.

Внутренние полости опорной фермы в процессе монтажа заполняют бетоном, а также другими материалами, выполняющими функцию биологической защиты.

Перед сборкой опорной фермы часть ее внутренних полостей, обращенных к центру фермы, засыпают специальной смесью, в состав которой входит чугунная дробь, серпентинитовый песок и карбид бора. После засыпки отверстия, через которые засыпалась смесь, закрывают стальными листами и заваривают. Производят подгонку, сборку и сварку секций опорной фермы между собой.

При окончательной установке опорную ферму выверяют в плане, ее главные оси совмещают с осями бокса реактора, проверяют горизонтальность

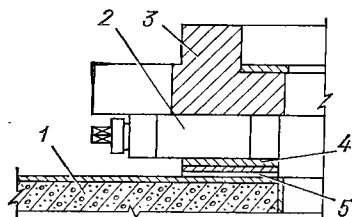


Рис. 5.6. Установка опоры корпуса клиновыми домкратами.

1 — опорная ферма; 2 — клиновой домкрат; 3 — опора корпуса; 4 — набор прокладок; 5 — плита опорной фермы.

зонтальность поверхностей опорных шпиг, а также зазоры между опорной фермой и теплоизолирующей цилиндрической части корпуса реактора. Металлоконструкция приваривается к внутренней кольцевой опоре своим опорным поясом, а к наружной кольцевой опоре — наружной обечайкой. После окончания сварки снимают формуляр геометрических размеров опорной фермы.

Опора корпуса предназначена для передачи усилия от корпуса реактора к опорной ферме. Опора состоит из кольца и 16 секторов, устанавливаемых с помощью винтов на опорную поверхность. Опора корпуса устанавливается на опорных плитах опорной фермы посредством 30 опорных узлов, включающих прокладки и парные клинья. Предварительная установка опоры корпуса по высоте осуществляется за счет обработки прокладок, а точная установка после монтажа корпуса — за счет сдвижки парных клиньев, при этом смещение опорных поверхностей клиньев относительно друг друга не должно превышать 25% их длины. Прокладки приваривают к опорным плитам опорной фермы, а клинья сваривают между собой и приваривают к прокладкам. Во время сварки следят за зазорами между опорой корпуса и опорной поверхностью верхнего клина, не допуская увеличения зазора более 0,1 мм (рис. 5.6).

Для фиксации положения опоры корпуса устанавливают и приваривают фиксаторы и клинья. При этом обеспечивают равномерные зазоры между фиксаторами и стенками пазов в опоре корпуса. По окончании работ составляют формуляр геометрических размеров.

Корпус реактора ВВЭР-1000 изготовлен из высокопрочной стали и представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическим днищем. На внутренней поверхности корпуса наплавлен слой металла аустенитного класса. В корпусе реактора имеется восемь патрубков D_y 850 по четыре в одном уровне. Через нижние патрубки теплоноситель поступает в реактор, а через верхние отводится из него. В корпусе на наружной стороне выполнен бурт, которым корпус опирается на опору, с внутренней стороны между патрубками устроен кольцевой выступ, служащий для разграничения потоков теплоносителя. Верхняя часть корпуса заканчивается фланцем, имеющим протоки для

посадки крышки верхнего блока и шахты реактора. Во фланце сделаны 54 резьбовых глухих отверстия для вворачивания шпилек главного разъема. На внутренней поверхности корпуса расположены восемь кронштейнов, к которым крепятся шпонки, фиксирующие положение шахты (рис. 5.7).

Корпус реактора поставляется на специальном железнодорожном транспорте. Разгрузка с железнодорожного транспорта производится

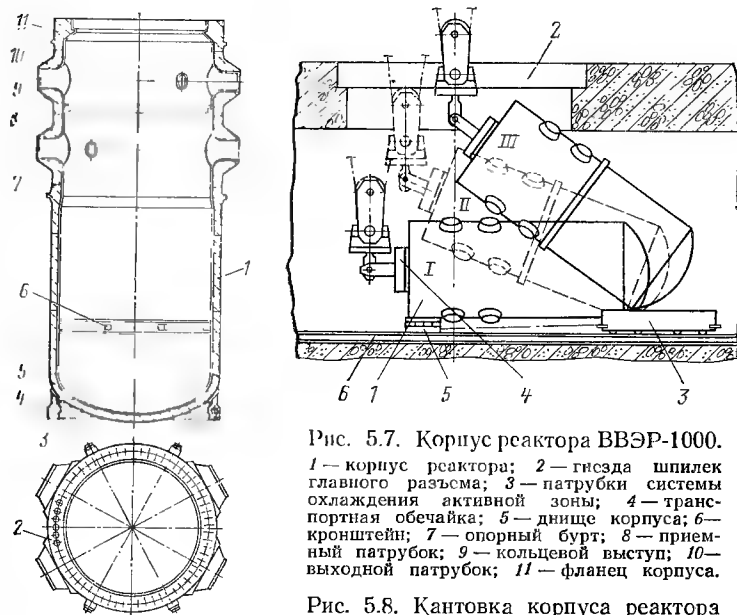


Рис. 5.7. Корпус реактора ВВЭР-1000.

1 — корпус реактора; 2 — гисада шпилек главного разъема; 3 — патрубки системы охлаждения активной зоны; 4 — транспортная обечайка; 5 — днище корпуса; 6 — кронштейн; 7 — опорный бурт; 8 — приемный патрубок; 9 — кольцевой выступ; 10 — выходной патрубок; 11 — фланец корпуса.

Рис. 5.8. Кантовка корпуса реактора в транспортном коридоре.

1 — корпус в положении перед кантовкой; 2 — проем в перекрытии транспортного коридора; 3 — подвижная тележка; 4 — траверса; 5 — неподвижная опора; 6 — рельсы.

крапом центрального зала в транспортном коридоре аппаратного отделения. В транспортном коридоре после разгрузки корпуса реактора производится срезка транспортного кольца с днища корпуса, а после монтажа корпуса — зачистка приварки транспортного кольца заподлицо с металлом корпуса.

Кантовка корпуса из горизонтального в вертикальное положение выполняется в транспортном коридоре (рис. 5.8). Перед кантовкой корпус укладывают на временные опоры — подвижную и неподвижную. К фланцу корпуса крепят специальную траверсу грузоподъемностью 360 т. Корпус, которому придано вертикальное положение, через монтажный проем подают в центральный зал, устанавливают на опору и

выверяют в плане по совпадению рисок на корпусе и опоре (несовпадение рисок не более 2 мм) (рис. 5.9). Проверяют негоризонтальность посадочной поверхности под верхний блок, которая должна не превышать 0,5 мм. Корпус реактора раскрепляют относительно опоры корпуса шпонками, которые входят в паз опорного бурта корпуса, и крепят к опоре корпуса с помощью шпилек (рис. 5.10).

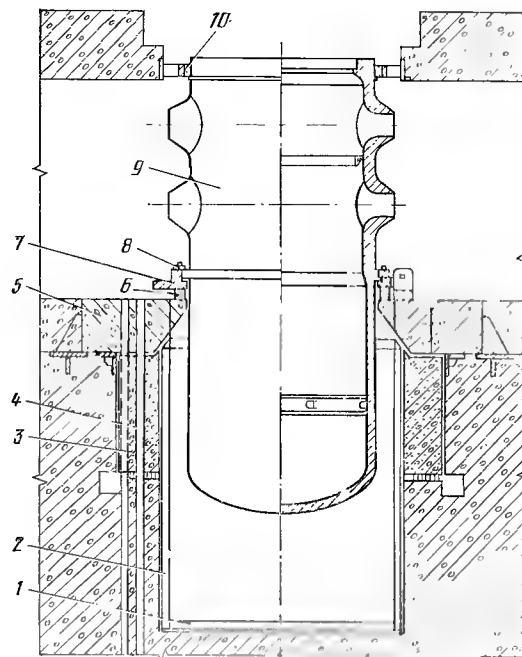


Рис. 5.9. Установка корпуса реактора.

1 — теплоизоляция нижней части бокса; 2 — теплоизоляция цилиндрической части бокса; 3 — бак «сухой» защиты; 4 — капиллярные подпиточные камеры; 5 — опорная ферма; 6 — парные клинья; 7 — опора корпуса; 8 — накладка; 9 — корпус реактора; 10 — упорное кольцо.

Упорное кольцо реактора предназначено для фиксации корпуса реактора относительно бетонного бокса и обеспечения нормальной работы опорного кольца с деталями крепления в аварийном режиме. Упорное кольцо устанавливают на бурт корпуса реактора, после чего к закладным кольцам бокса реактора приваривают шпонки, предварительно выставленные на монтажные регулирующие опоры. Относительно корпуса реактора кольцо раскрепляют с помощью клиньев, а относительно шпонки — с помощью костылей (рис. 5.11).

Разделительный сильфон предназначен для герметизации зазора между бетонной консолью и корпусом и обеспечивает при этом плотность надреакторного объема бокса реактора, заливаемого водой при перегрузках топлива в реакторе.

Сильфон приваривают к закладному кольцу бетонной консоли и к корпусу реактора.

Сильфон бетонной консоли поставляется в виде двух секций, которые собирают и сваривают между собой на монтажном стенде. Во внутренние полости сильфона устанавливают теплоизоляционные маты,

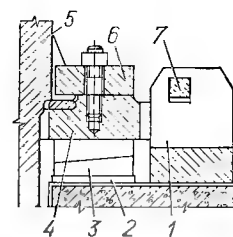


Рис. 5.10. Крепление корпуса к опоре.

1 — фиксатор; 2 — платик фермы опорной; 3 — парные клинья; 4 — опора корпуса; 5 — корпус реактора; 6 — шпонка; 7 — клин.

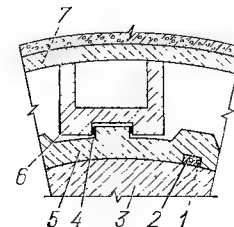


Рис. 5.11. Раскрепление корпуса упорным кольцом.

1 — клин; 2 — клин; 3 — корпус реактора; 4 — костыль; 5 — упорное кольцо; 6 — шпонка; 7 — закладная металлоконструкция бокса реактора.

а поверхности сварных швов и поврежденные места окрашивают. Сильфон устанавливают в проектное положение и приваривают к закладному кольцу бетонной консоли и к наплавке на корпусе реактора.

5.3. МОНТАЖ ВНУТРИКОРПУСНЫХ УСТРОЙСТВ И ВЕРХНЕГО БЛОКА

До монтажа в центральном зале создаются необходимые условия для производства «чистых» работ, вводится специальный режим, препятствующий доступу в зону работ посторонних лиц, производится окольцовывание и учет монтажного инструмента. Персонал переодевается в чистую спецодежду без пуговиц и карманов. Завершается монтаж трубопроводов главного циркуляционного контура D_y 850 мм.

Перед установкой ВКУ освобождают от упаковки, тщательно очищают, проверяют состояние их поверхности, основные размеры и устанавливают в вертикальное положение.

Шахта реактора выполнена как одно целое с днищем, в обечайке которого с помощью 12 штифтов установлена граненая решетка. В решетке установлена 151 перфорированная труба. Трубы своими концами закреплены в днище шахты и служат для установки в них хвостовиков рабочих и регулирующих кассет и подачи на вход каждой кассете соответствующего расхода теплоносителя (рис. 5.12). Шахту реактора устанавливают в корпус и проверяют положение в плане, несовпадение осей реактора и шахты должно быть не более 2 мм (несовпадение осей № 1 — не более 1 мм) (рис. 5.13). Проверяют плотность прилегания бурта шахты к корпусу по краске и равномерность зазора между буртом шахты и расточкой корпуса.

После проверки положения шахту реактора фиксируют по отношению к корпусу отжимными винтами и приступают к установке восьми шпонок, которые направляют перемещение шахты относительно корпуса и фиксируют положение шахты от разворота ее потоком теплоносителя.

На рис. 5.14 представлены узел крепления шпонки и механизм для обработки отверстий под штифты. Каждая шпонка крепится на крон-

штейне корпуса с помощью трех цилиндрических штифтов по прессовой посадке с последующей приваркой шпонок к кронштейнам корпуса.

Сначала в кронштейнах корпуса по разметке просверливают по три отверстия в местах последующей установки штифтов. Сверление производят сверлильной машинкой, которая устанавливается в направля-

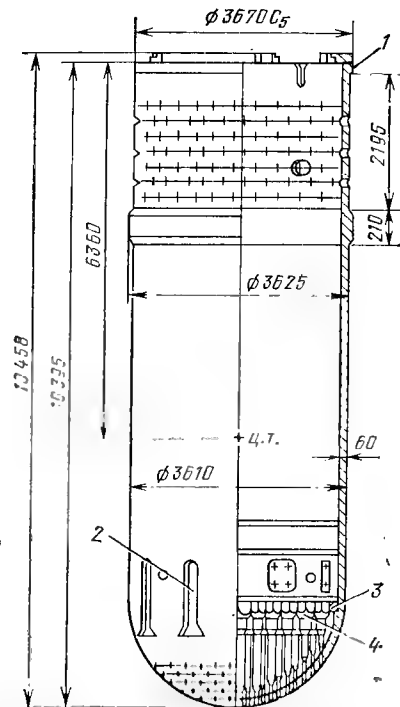


Рис. 5.12. Шахта реактора ВВЭР-1000.

1 — бурт шахты; 2 — шпоночный паз; 3 — граненая решетка; 4 — перфорированная опорная труба.

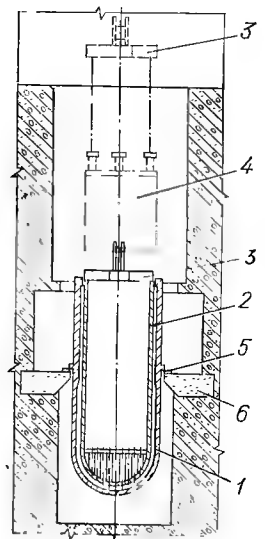


Рис. 5.13. Установка шахты и выгородки в корпус реактора.

1 — корпус; 2 — шахта; 3 — гравирса; 4 — выгородка; 5 — опора корпуса; 6 — опорная ферма.

щем приспособлении. В крайних отверстиях нарезают резьбу для крепления шпонок временными болтами. Затем в проектное положение устанавливают шпонки, обеспечивая их прилегание к кронштейнам и равномерность зазоров между шпоками и шпоночными пазами. В этом положении шпонки крепят к кронштейнам двумя болтами в крайних отверстиях, центральные отверстия шпонок рассверливают, обрабатывают зенкером и, наконец, разделяют развертками до получения размера, необходимого для установки штифта.

Производят тщательное измерение полученных отверстий с точностью до 0,01 мм и по полученным замсам изготавливают штифты с диаметрами, на 0,03—0,04 мм превышающими диаметры соответствующих отверстий.

Установку штифтов производят после охлаждения их в жидком азоте, при этом штифт уменьшается в диаметре на 0,07—0,08 мм. Когда штифты примут температуру окружающего металла, они расширятся, что и обеспечит их соединение на прессовой посадке со шпонками и кронштейнами. Аналогично устанавливают штифты остальных рядов.

Когда все штифты установлены, шахту реактора извлекают из корпуса и шпонки приваривают к кронштейнам корпуса. Во время

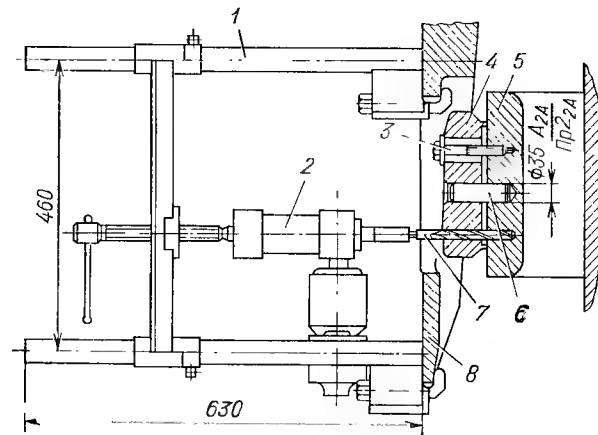


Рис. 5.14. Установка шпонок шахты реактора.

1 — приспособление для крепления сверлильной машинки; 2 — угловая сверлилка; 3 — болт крепления шпонок; 4 — шпонка; 5 — кронштейн корпуса; 6 — штифт; 7 — режущий инструмент; 8 — шахта.

сварки следят за тем, чтобы не было деформаций шпонок за счет сварочных напряжений. В этих целях применяют специальную технологию сварки и наблюдают за деформациями с помощью индикаторов.

Производят пробные подъемы и опускание шахты для того, чтобы проверить легкость посадки ее на место и отсутствие задилов на сопрягаемых поверхностях, в том числе на шпонках. При этом полиспаст крана центрального зала должен быть сцентрирован с геометрическим центром реактора в плане с точностью не менее 5 мм. На место удаленных отжимных винтов устанавливают пробки и обваривают их электростваркой.

Проверяют и подгоняют прилегание поверхности верхнего бурта шахты к расточке корпуса реактора. Проверку прилегания производят по свинцовым оттискам и по краске.

Выгородка состоит из 36 вертикально расположенных труб, на которых закреплены верхний и нижний граненые пояса (рис. 5.15). Между поясами находятся пластины, разделенные по высоте друг от друга втулками, надетыми на трубы. Пластины, как и граненые пояса, выполнены многогранными.

Выгородку устанавливают в шахту реактора и опирают на граненую решетку шахты (см. рис. 5.13). Три трубы выгородки внизу имеют заходную часть, которая по посадке входит в отверстия граненой

решетки шахты, шесть труб выгородки имеют внизу резьбовую часть, с помощью которой трубы ввинчиваются в граненую решетку шахты и тем самым закрепляют выгородку относительно шахты. Предварительная центровка выгородки относительно шахты производится за счет шести отжимных винтов в граненом поясе выгородки. В районе верхнего граненого пояса выгородка раскрепляется относительно шах-

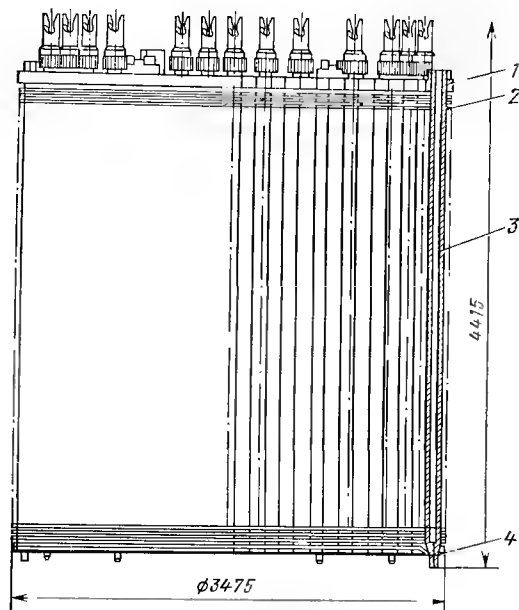


Рис. 5.15. Выгородка реактора ВВЭР-1000.

1 — верхний граненый пояс; 2 — пластина; 3 — труба выгородки; 4 — нижний граненый пояс.

ты 12 шпоками, которые приваривают к внутренней поверхности шахты после установки выгородки.

Блок защитных труб (БЗТ) состоит из нижней и верхней плит, защитных труб, а также каналов датчиков и патрубков системы температурного контроля (ТК) и контроля энерговыделения (ЭВ) (рис. 5.16). Защитные трубы предохраняют привод СУЗ от воздействия теплоносителя. В верхней части защитных труб имеются ловители, которые ориентируют захваты приводов СУЗ и направляют их в защитные трубы.

Каналы датчиков выполнены в виде труб. Нижние концы труб датчиков ориентированы на головки рабочих кассет, верхние концы труб выведены наружу с помощью патрубков. В местах прохода патрубков через крышку верхнего блока имеется специальное уплотнение. В каналах устанавливаются датчики температурного контроля (термопары) и датчики энерговыделения (ионизационные) камеры, которые измеряют температуру теплоносителя на выходе из каждой рабочей кассеты и интенсивность нейтронного поля в активной зоне реактора.

Блок защитных труб устанавливают в корпус реактора и производят несколько пробных подъемов и опусканий его, после чего его извлекают и осматривают. Проверяют совпадение осевых рисок на блоке защитных труб и корпусе реактора (несовпадение — до 1 мм), равномерность радиального зазора между блоком защитных труб и шахтой,

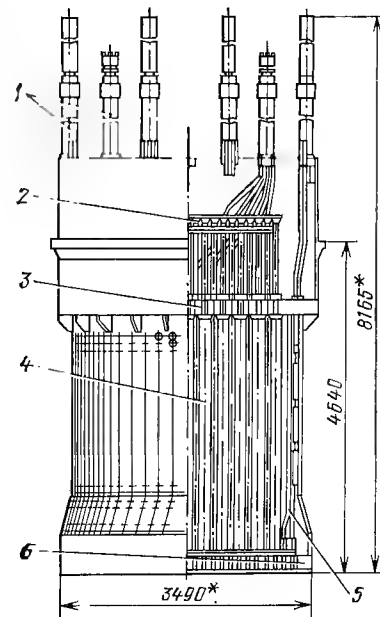


Рис. 5.16. Блок защитных труб ВВЭР-1000.

1 — патрубки датчиков ТК и ЭВ; 2 — ловитель; 3 — верхняя плита; 4 — защитная труба; 5 — канал датчика ТК или ЭВ; 6 — нижняя плита.

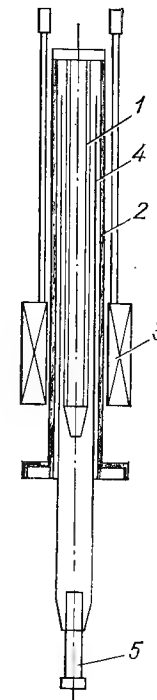


Рис. 5.17. Принципиальная схема привода СУЗ ВВЭР-1000.

1 — сердечник с корпусом датчика положения в сборе; 2 — корпус статорный; 3 — статор съемный; 4 — якорь; 5 — захват.

замеряют расстояние от плоскости верхней плиты блока защитных труб до плоскости главного разъема корпуса, после чего блок защитных труб извлекают и устанавливают в центральном зале.

В шахту устанавливают имитаторы рабочих кассет, при этом имитаторы должны свободно под действием силы тяжести входить в гнезда.

Блок защитных труб устанавливается в корпус реактора, причем его нижняя плита прижимает имитаторы кассет через подпружиненные пальцы, находящиеся в головке имитаторов. Такие же пальцы имеются в головках рабочих кассет. Силу прижатия имитаторов кассет, а также зазор между плитой БЗТ и головкой имитатора определяют после из-

вращения БЗТ по утапливанию подпружиненных пальцев с помощью специальных индикаторов.

Верхний блок состоит из крышки, каркаса, приводов регулирующих кассет, съемной траверсы и узла уплотнения главного разъема. Верхний блок поставляется заводом-изготовителем в разобранном виде: отдельно крышка, каркас, траверса, штанги и детали выгородок, шпильки для приводов СУЗ (см. рис. 5.2).

Крышка имеет 109 патрубков, которые служат для установки на верхние фланцы корпусов приводов СУЗ. Каркас верхнего блока, служащий для раскрепления приводов СУЗ, имеет, кроме того, в нижней части полости, которые образуют зоны теплоизоляции и охлаждения приводов СУЗ. Каркас на крышку верхнего блока устанавливают с помощью шести штанг, которые ввинчивают в бобышки крышки.

Привод СУЗ для реактора ВВЭР-1000 — электромагнитный, работающий по принципу перемещения стержня в электромагнитном поле (рис. 5.17), состоит из пяти отдельных сборок — корпуса статорного, статора съемного, захвата в сборе, якоря в сборе, сердечника с корпусом датчика положения в сборе. Корпус статорный имеет фланец, с помощью которого привод устанавливается и герметизируется с патрубком крышки. Статор съемный в верхней части имеет шестигранный, которым привод дистанционируется в верхней многогранной плите каркаса.

Узел уплотнения главного разъема состоит из промежуточного кольца, выполненного из девяти секторов, комплекта прокладок уплотнения, шпильки М170, шайб вогнутых и выпуклых (рис. 5.18).

Верхний блок предварительно собирают в шахте ревизии верхнего блока, где на крышку устанавливают штанги, каркас, траверсу. С помощью траверсы верхний блок подвешивают к крану центрального зала и проверяют горизонтальность опорной поверхности верхнего блока (отклонение — не более 1 мм). Затем блок устанавливают на корпус реактора и выверяют его положение по рискам главных осей реактора в плане, проверяют равномерность зазоров между корпусом и верхним блоком.

По окончании установки и выверки верхнего блока приступают к проверке соосности патрубков СУЗ крышки с трубами под хвостовики кассет в шахте реактора (рис. 5.19).

В корпусе реактора должна быть смонтирована шахта. В верхнюю часть опорных перфорированных труб под хвостовики кассет устанавливают нижние самоцентрирующиеся мишени, которые имеют прозрачную шкалу с нанесенными на нее концентрическими окружностями и подвеску.

Для проверки соосности служит высокоточный оптический прибор, у которого линия визирования направлена сверху вниз.

Оптический прибор жестко укрепляют через промежуточную площадку на столике перемещения. Столик вместе с прибором крепят к штативу. При измерении определяют отклонение центра расточки патрубка верхнего блока под привод СУЗ от центра отверстия трубы шахты, а смещения отсчитываются от осей, совпадающих по направлению с главными осями аппарата. Перед выполнением замера прибор устанавливают параллельно главной оси реактора.

По результатам двух замеров определяют среднее значение, которое заносят в формуляр проверки соосности. Аналогичным образом определяют смещение относительно второй главной оси аппарата, в этом случае прибор устанавливают параллельно этой оси. Величины и фактические направления смещений по главным осям реактора за-

носят в формуляр. Допустимые величины несоосности указывают в рабочих чертежах реактора. Они не должны превышать нескольких миллиметров.

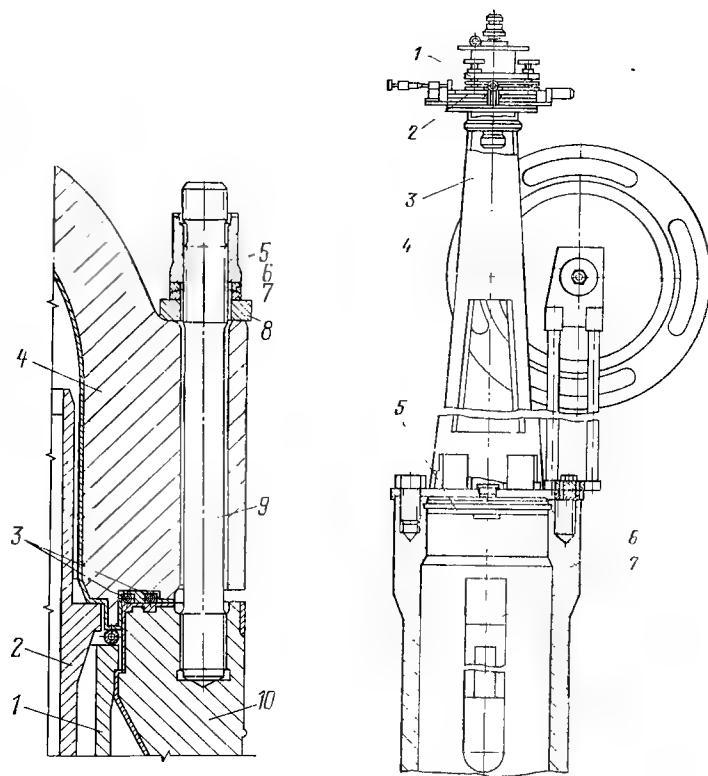


Рис. 5.18. Узел уплотнения главного разъема ВВЭР-1000.

1 — шахта; 2 — блок защитных труб; 3 — трубчатые прокладки; 4 — крышка верхнего блока; 5 — гайка; 6 — шайба вогнутая; 7 — шайба выпуклая; 8 — кольцо промежуточное; 9 — шпилька; 10 — корпус реактора.

Рис. 5.19. Оптико-механическая система проверки соосности шахты реактора и верхнего блока.

1 — оптический прибор; 2 — координатный столик; 3 — штатив; 4 — лебедка; 5 — верхняя мишень; 6 — патрубок; 7 — мишень-центратор.

После проверки соосности верхний блок реактора ВВЭР-1000 устанавливают на шахту ревизии, где производят работы по установке сборок приводов СУЗ.

В корпусе реактора в это время ведется монтаж внутрикорпусных устройств: в шахту устанавливают выгородку, имитаторы кассет, блок защитных труб. Затем на корпус реактора устанавливают верхний блок и производят подгонку уплотняющего соединения патрубков ТК и ЭВ

(термоконтроля и энерговыделения), расположенных в крышке верхнего блока, с трубами, выводящими из блока защитных труб каналы ТК и ЭВ. В это же время производят монтаж центрирующего приспособления, которое в процессе эксплуатации обеспечивает точную установку верхнего блока на корпус реактора. Затем верхний блок снимают с корпуса реактора и устанавливают в шахту ревизии, из корпуса реактора удаляют блок защитных труб и шахту с выгородкой и в корпус устанавливают имитатор шахты, служащий для создания гидравлического сопротивления активной зоны в период циркуляционных промывок корпуса реактора и оборудования I контура. На корпус устанавливают «ложную» крышку, которая представляет собой подобие штатной крышки верхнего блока, но без патрубков и других конструкций верхнего блока. Гайковертом производят уплотнение главного разъема, и корпус реактора готов для проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность, а также к циркуляционным промывкам.

После гидравлических испытаний и холодной промывки I контура с корпуса снимают крышку, вынимают имитатор шахты и тщательно очищают и осматривают внутренние поверхности корпуса реактора и трубопроводов главного циркуляционного контура. Затем в корпус реактора устанавливают шахту с выгородкой, загружают имитаторы кассет, устанавливают блок защитных труб, верхний блок реактора с механизмами СУЗ, уплотняют главный разъем, устанавливают теплоизоляцию верхнего блока, подсоединяют вентиляционные короба системы охлаждения механизмов СУЗ, устанавливают блок электроразводок и приступают к проведению горячей обкатки оборудования, во время которой при рабочих параметрах теплоносителя опробуют все системы и механизмы, в том числе механизмы СУЗ.

По окончании горячей обкатки с корпуса реактора снимают верхний блок, извлекают все ВКУ, осматривают состояние внутренних поверхностей корпуса и ВКУ, собирают их снова, после чего реактор загружают рабочими кассетами и проводят физический, а затем энергетический пуск реактора по программам пусконаладочных работ.

Реакторные установки ВВЭР-1000, которые монтируются на Запорожской, Балаковской и других АЭС (так называемый серийный ВВЭР-1000), по конструкции отдельных узлов отличаются от приведенных выше головных реакторных установок.

Главный циркуляционный контур серийных ВВЭР-1000 не имеет главных запорных задвижек и имеет уменьшенное количество монтажных блоков трубопроводов ГЦК. В качестве опорной металлоконструкции в боксе реактора вместо закладных колец под опорную ферму используется обечайка, которая вместе с опорной фермой входит в состав силового контура, передающего нагрузки от реактора к железобетонному массиву бокса. Обечайка толщиной 36 мм имеет оребрение и надежно связана с бетоном большим количеством анкеров. Обечайку монтируют на ранней стадии возведения бокса реактора, укрупняя в единый блок, и башенными кранами устанавливают в проектное положение. После выверки по высоте и в плане укладывают бетон на неполную высоту обечайки, оставляя место для выполнения сварочного шва в стыке между обечайкой и опорной фермой.

Бак «сухой» защиты получил название металлоконструкции радиационно-тепловой защиты и представляет собой кольцевой бак, разделенный на 10 сегментов-секций, внутренние полости которых до подачи в бокс реактора заполняют серпентинитовым бетоном. Между днищем и крышкой каждой секции сварены трубы, через которые проходят

защитные чехлы ионизационных камер. Секции устанавливают на опорные закладные части бокса реактора башенным краном и выверяют, после чего секции закрепляют в верхней части крепежными деталями к обечайке. Основания секций приваривают к опорным закладным частям, между собой секции не сваривают.

Активная зона серийного реактора состоит из 61 регулирующей кассеты и 102 рабочих кассет, в связи с чем в граненой решетке шахты реактора установлены 163 опорные трубы, а крышка верхнего блока имеет 61 патрубок для установки чехлов (корпусов) приводов СУЗ.

Выгородка, входящая в состав внутрикорпусных устройств реактора, представляет собой обечайку, состоящую из пяти колец. Высота выгородки 4070 мм, диаметр наружный 3470 мм, масса 35 т, материал 08Х18Н10Г. Кольца скреплены между собой с помощью шпилек и фиксируются в плане относительно друг друга штифтами. Кольца имеют продольные каналы, которые предназначены для охлаждения металла выгородки. При установленной выгородке на граненый пояс шахты каналы в выгородке совпадают с отверстиями в поясе. В шесть отверстий установлены трубы, предназначенные для закрепления выгородки от всплывания. В верхней части выгородки закреплена с помощью шпонок, установленных на внутренней поверхности шахты, в плане выгородка зафиксирована относительно шахты тремя штырями, равномерно расположенными на граненом поясе шахты.

Внутренняя конфигурация колец повторяет профиль граней крайних кассет активной зоны.

Сборку выгородки проводят в центральном зале на монтажном стенде, устанавливают нижние, а затем верхние части, крепят их между собой болтами и устанавливают в разъемах штифты, фиксирующие их взаимное положение.

Выгородку устанавливают в шахту реактора, после чего в граненый пояс вваривают шесть штанг, которые предохраняют от выворачивания приварными стопорными втулками. В верхней части выгородки закрепляют относительно шахты реактора шпонками.

Конструкция привода серийного реактора несколько изменена, хотя принцип работы остался прежним. Привод включает в себя чехол (корпус), блок электромагнитов, блок перемещения, штангу, преобразователь перемещения и датчик положения. Чехол служит для размещения внутренней и наружной частей привода и предназначен для работы в условиях I контура, имеет фланец для установки привода на патрубок крышки реактора. Блок электромагнитов — наружная часть привода, устанавливается на чехол и состоит из трех электромагнитов и двух индуктивных датчиков. Электромагниты предназначены для создания тяговых усилий, обеспечивающих перемещение подвижных элементов блока перемещения. Индуктивные датчики предназначены для контроля перемещения подвижных элементов и выдачи сигналов на блок управления.

Блок перемещения размещается в прочноплотном чехле и предназначен для перемещения штанги, соединенной с кластером. Штанга предназначена для осуществления связи кластера с подвижными элементами блока перемещения.

Преобразователь перемещения предназначен для передачи поступательного движения штанги на механизм вращения датчика положения. Датчик положения обеспечивает индикацию положения кластера через 350 мм с рабочим ходом 3500 мм и остановку в конечных положениях. Во внутренней полости датчика положения установлен механизм вращения, состоящий из специальной пары винт — гайка с по-

ступательным перемещением гайки, шунта, полумуфты, установочных и крепежных элементов.

Перед монтажом привод проходит испытание на стенде, расположенном в центральном зале. После испытания привод разбирают на составные элементы. Чехлы последовательно устанавливают на патрубки СУЗ крышки верхнего блока, уплотняют с помощью специального гайковерта и проводят индивидуальные гидравлические испытания их. Затем в каждый чехол устанавливают блок перемещения с преобразователем перемещения, а на чехол — блок электромагнитов. Верхний блок в этот период находится в шахте ревизии.

В блок защитных труб, который установлен в реактор, устанавливают штанги, производят их сцепление с кластером и контроль этого сцепления. Затем устанавливают верхний блок на реактор, и блоки перемещения устанавливают из транспортного положения в рабочее. Извлекают из привода преобразователь перемещения и производят замер усилия вертикального перемещения штанг с использованием динамометра, после чего опять устанавливают преобразователь перемещения, и привод готов к работе.

В процессе обкатки реактора проверяют по специальной программе работоспособность привода.

5.4. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ I КОНТУРА АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР-1000

К I контуру относятся кроме реактора парогенератора, главный циркуляционный насос, главная запорная задвижка, компенсатор объема, а также трубопроводы главного циркуляционного контура (ГЦК) и трубопроводы системы компенсации.

Парогенератор ПГ-1000 представляет собой испаритель погружного типа с U-образными трубками (11 000 труб $\varnothing 16 \times 1,5$), скомпонованными в виде двух горизонтально расположенных пучков в прочном корпусе. Концы трубок заделаны в двух вертикальных коллекторах методом взрыва с последующей обваркой торцов труб аргонодуговой сваркой.

Подвод и отвод теплоносителя осуществляется снизу через коллекторы D_y 850. Сепарационное устройство, установленное в верхней части корпуса ПГ, выполнено в виде жалюзи и выравнивающих дырчатых листов. Подвод питательной воды к раздаточному коллектору осуществляется по трубе D_y 400 (рис. 5.20).

Паровой коллектор выполнен из трубы $\varnothing 630 \times 25$ и объединяет шесть паровых патрубков, приваренных к корпусу парогенератора. Основные материалы: корпус с днищем — изготовлен из стали марки 22К, коллектор пара — из стали марки 20, коллекторы теплоносителя — из углеродистой стали марки 10ГН2МФА, плакированная 0Х18Н10Т, испарительные трубки и внутрикорпусные устройства — из нержавеющей стали. Наружный диаметр корпуса парогенератора 4,3 м, толщина стенки 105—145 мм, длина 14,53 м. Масса парогенератора 321,2 т, давление в корпусе 64 кгс/см², температура 279°С, давление в трубках 160 кгс/см², температура 324°С.

Парогенератор устанавливается на две опоры, каждая из которых представляет собой металлоконструкцию, состоящую из колонны, опорного ложементов и роликовой опоры. Поперечные ребра ложементов, на которые устанавливается парогенератор, привариваются катетом 35 к подкладным листам парогенератора.

Парогенераторы поступают на монтажную площадку на железнодорожном транспорте грузоподъемностью 400 т. В транспортном коридоре парогенератор снимают краном центрального зала и устанавливают на временные опоры. Здесь с корпуса парогенератора срезают

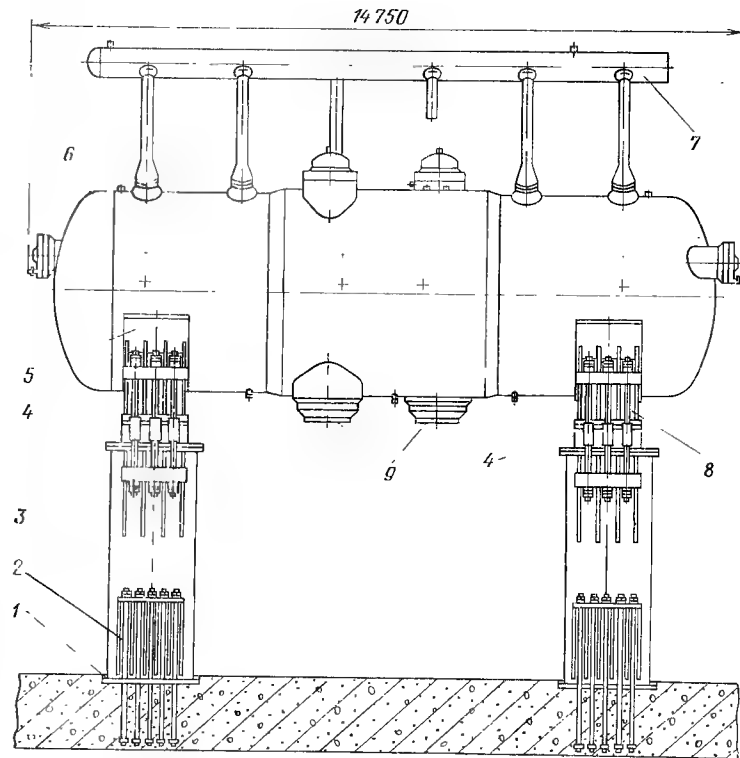


Рис. 5.20. Парогенератор ВВЭР-1000.

1 — закладное кольцо; 2 — фундаментные болты; 3 — опорные колонны; 4 — блоки роликовых опор; 5 — опора парогенератора (ложемент); 6 — корпус парогенератора; 7 — коллектор пара; 8 — тяги регулируемой длины; 9 — патрубки для присоединения трубопроводов первого контура.

транспортные обечайки и производят строповку с использованием траверсы корпуса реактора с приспособлением для кантовки парогенератора. Для установки траверсы к парогенератору через наплавки приваривают паффы, центр которых смещен относительно центра тяжести на несколько сантиметров. До установки парогенератора производят монтаж опорных колонн, роликовых опор и ложементов. Установку парогенератора на опоры производят краном центрального зала (рис. 5.21).

После установки парогенератора на ложемент опоры производят проверку положения парогенератора в плане и по горизонтали и при-

варку подкладок парогенератора и ребер ложеента, а также плит роликовой опоры и колонн между собой.

Главный циркуляционный насос ГЦН-195 — вертикальный, одно-ступенчатый, с механическим уплотнением вала, консольным рабочим колесом, осевым подводом воды и вынесенным электродвигателем. Производительность насоса 20 000 м³/ч, напор 6,76 кгс/см², общая масса с электродвигателем 118 т, общая высота насоса (от оси всасывающего патрубка до таходатчика электродвигателя) 11,41 м, максимальный размер в плане 5,27 м.

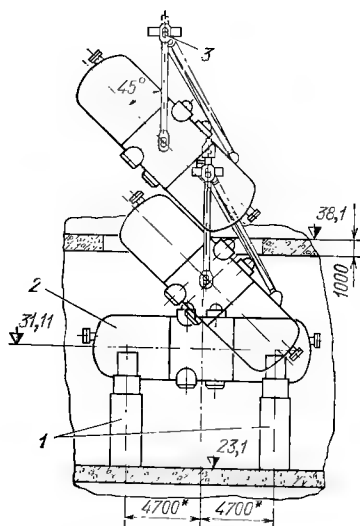


Рис. 5.21. Установка парогенератора ВВЭР-1000 на опоры.

1 — опора парогенератора; 2 — парогенератор; 3 — приспособление для транспортировки парогенератора.

Насосная установка состоит из следующих систем и узлов: собственно насоса, опорной рамы, трех шаровых опор, трех пар упоров и систем, обеспечивающих работу насоса. Общая масса насосной установки 150 т.

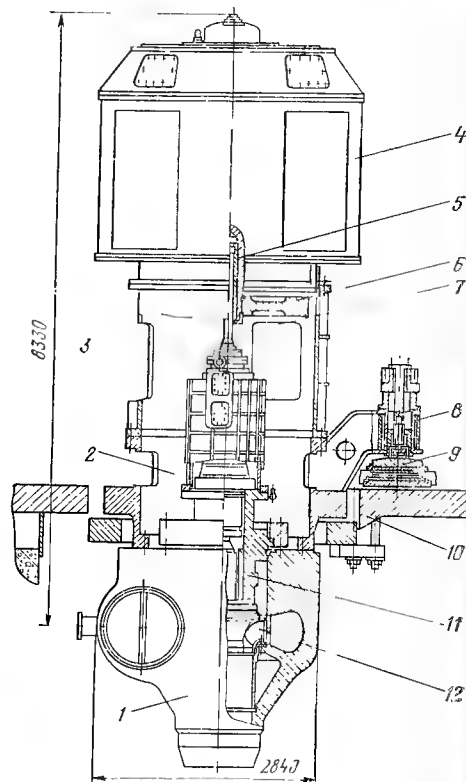


Рис. 5.22. Главный циркуляционный насос ВВЭР-1000.

1 — корпус насоса; 2 — нижняя проставка; 3 — верхняя проставка; 4 — электродвигатель; 5 — втулка электродвигателя; 6 — маховик; 7 — торсион; 8 — кронштейн; 9 — шаровая опора; 10 — опорная рама; 11 — выемная часть; 12 — рабочее колесо.

Собственно насос состоит из следующих частей: гидравлической части, выемной части и электродвигателя. Ротор электродвигателя и вал насоса соединены с помощью шлицевых полумуфт и торсиона.

Основной несущей конструкцией насоса является сварно-литая кольцевая рама — нижняя проставка с тремя кронштейнами. На верхний фланец нижней проставки через сварную верхнюю проставку крепится электродвигатель с маховиком, а нижним фланцем несущая проставка соединяется с гидравлической частью насоса. Кронштейны нижней несущей проставки опираются на установленные на перекрытии подвижные шаровые опоры, что позволяет насосу перемещаться, следуя за температурными деформациями трубопроводов главного циркуляционного контура. Для обеспечения герметичности разъема гидравлической части и выемной части устанавливается плоская прокладка из стали 0X18H10T. Уплотнение разъема производится затяжкой гаек. Выемная часть насоса состоит из следующих узлов: корпуса, вала, нижнего опорного подшипника, блока механического уплотнения вала, опорно-упорного подшипника, антиверсивного устройства, сетчатых фильтров, рабочего колеса, вспомогательного колеса и деталей крепления (рис. 5.22).

Монтаж насоса производится в следующей последовательности: сборка улитки с нижней проставкой; сборка шаровых опор и установка их в кронштейны проставки; установка улитки в сборе с проставкой на раму ГЦН и выверка их в проектное положение; подготовка мест на раме под опоры (разметка и выполнение отверстий; подгонка поверхностей нижней плиты шаровой опоры с поверхностью опорной рамы); установка выемной части, установка верхней проставки; установка электродвигателя и его центровка с выемной частью; монтаж оборудования и трубопроводов систем, обслуживающих насос; установка площадок и лестниц.

Главная запорная задвижка (ГЗЗ) состоит из корпуса, крышки и затвора (рис. 5.23). Затвор опускается и поднимается, перекрывая проходное сечение корпуса с помощью штока муфты шпинделя, имеющего возможность перемещаться вверх и вниз при вращении гайки узла подшипника. Узел подшипника устанавливается на наружной трубе — бугеле с фланцем, поджимающим уплотнительную прокладку между корпусом и крышкой. Вращение гайки узла подшипника производится через штангу электроприводом.

В месте выхода штока из крышки установлено сальниковое уплотнение, уплотнение соединения корпуса с крышкой обеспечивается тремя кольцевыми прокладками из асбестографитовой набивки.

Масса задвижки 15,6 т, а с электроприводом — около 17,7 т. Длина корпуса 2,6 м, высота от оси трубопровода до штанги электропривода 4,35 м.

На монтажную площадку ГЗЗ поставляется в собранном виде. Перед монтажом ГЗЗ устанавливается на временные опоры, разъединяется муфта, соединяющая шток и шпиндель, отделяются бугель, шпиндель и стальная верхняя часть ГЗЗ. На штатное место задвижка подается краном и с помощью центровочных приспособлений стыкуется с блоками главного циркуляционного трубопровода, после чего в соответствии с технологической последовательностью сборки блоков главных циркуляционных трубопроводов производится сварка стыка между ГЗЗ и блоками трубопроводов.

Компенсатор объема представляет собой сосуд высотой 13,5 м (вместе с опорой 16,3 м), внутренним диаметром 3 м, толщиной стенки 165 мм, массой 210 т. Внутри корпуса сосуда расположены электро-

нагреватели. Нижняя часть компенсатора объема заполнена водой, а верхняя часть — паром. Водное пространство компенсатора объема через патрубки соединяется трубопроводами с «горячей» ниткой циркуляционной петли (от реактора до парогенератора). В верхней части компенсатора объема расположены сопла, к которым через патрубок

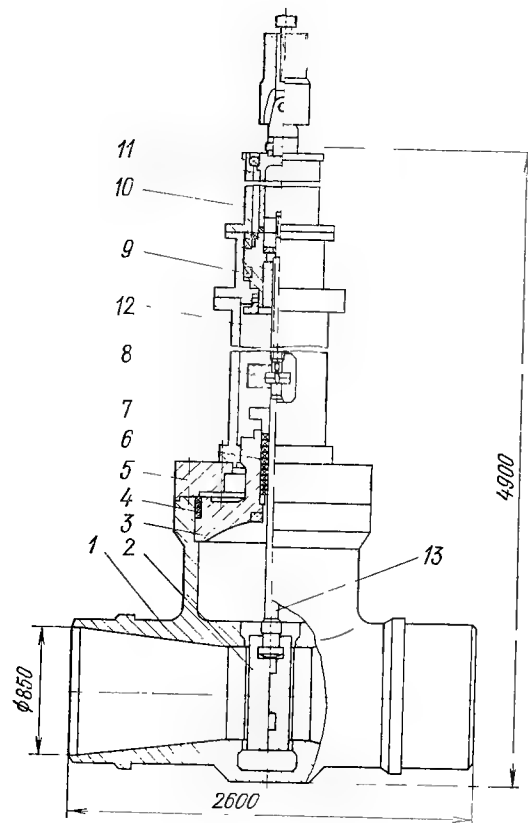


Рис. 5.23. Главная запорная задвижка ВВЭР-1000.

1 — корпус; 2 — затвор; 3 — крышка; 4 — кольца набивочные; 5 — фланец; 6 — узел уплотнения штока; 7 — бугель; 8 — муфта; 9 — подшипниковый узел; 10 — стакан; 11 — колонка; 12 — шпindel; 13 — шток.

впрыска подведена вода из «холодной» нитки циркуляционной петли (после парогенераторов до реактора). Защитный экран предохраняет корпус от попадания на него впрыскиваемой более холодной воды. Для осмотра внутренних устройств предусмотрены смотровой люк и лестница. Компенсатор объема устанавливается на опоре, которая в свою очередь устанавливается на закладное кольцо. Установка компенсатора объема и его опоры на штатное место производится краном центрального зала. Положение опоры и корпуса выверяется в плане, вертикальность проверяется с помощью отвесов или оптическим прибором — теодолитом.

Опора компенсатора объема подливается бетоном, крепится фундаментными болтами. Компенсатор крепится к опоре с помощью болтовых соединений. Затем производят осмотр внутренних поверхностей компенсатора объема, устанавливают и приваривают к патрубкам корпуса блоки электронагревателей.

Тепловую защиту и защитный кожух монтируют после выполнения гидравлического испытания компенсатора объема совместно с присоединенными к нему трубопроводами и предохранительной арматурой.

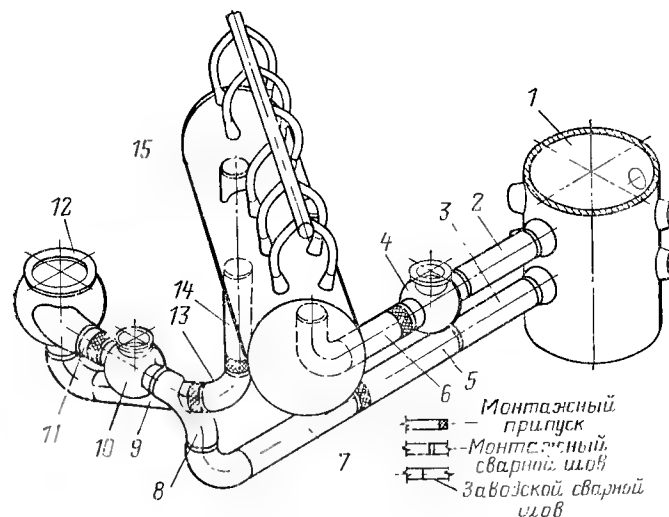


Рис. 5.24. Главный циркуляционный контур ВВЭР-1000.

1 — корпус реактора; 2, 6 — блоки трубопроводов горячей нитки (участок реактор — парогенератор); 3, 5, 7, 8, 9, 11, 13, 14 — блоки трубопроводов холодной нитки (участок парогенератор — ГЦН — реактор); 4, 10 — главная запорная задвижка; 12 — улитка главного циркуляционного насоса; 15 — парогенератор.

Главный циркуляционный контур состоит из четырех петель, соединяющих реактор с четырьмя парогенераторами. В каждой петле установлены ГЦН и две ГЗЗ — по одной на «холодной» нитке петли (от парогенератора к насосу и корпусу реактора) и «горячей» нитке (от корпуса реактора к парогенератору) (рис. 5.24).

До начала монтажа строительно-монтажной организацией сдается бокс главного циркуляционного контура. Облицовка бокса должна быть закончена, установлены закладные детали опор под трубопроводы.

Технологией монтажа предусматривается окончание работ по установке, выверке и закреплению на штатном месте корпуса реактора, парогенераторов, гидравлических частей ГЦН. До установки парогенераторов через их люки, а также через отверстия в рамах ГЦН до установки гидравлических частей в бокс подаются монтажные трубные блоки и опоры (аварийные ограничители).

Трубопроводы одной петли ГЦН выполняются из 10 монтажных блоков, изготовленных из углеродистых плакированных трубопроводов $D_y 850$ с толщиной стенки 55 и 70 мм; таким образом, на каждой пет-

ле имеется 15 монтажных стыков, пять блоков имеют монтажный припуск.

Под трубопроводы устанавливаются опоры (аварийные ограничители), которые в холодном состоянии между ложементом опоры и трубопроводом имеют зазор, равный величине температурного расширения трубопровода ГЦК в рабочем состоянии. Опоры предохраняют оборудование, трубопроводы и помещения от разрушения в случае аварийного разрыва трубопровода ГЦК.

Масса трубопроводов общая 226,3 т. Максимальная масса блока 9,25 т. Основные параметры: рабочее давление 160 кгс/см², температура теплоносителя 325° С, материал — углеродистая сталь марки 10ГН2МФА, плакированная внутри сталью марки 08Х18Н10Т.

При монтаже блоков выполняются следующие условия: собираемость петель обеспечивается за счет имеющихся на каждой из них пяти монтажных припусков на блоках для компенсации отклонений от проектных положений патрубков корпуса реактора и парогенератора при их изготовлении на заводе и установке на монтаже, а также при поводках блоков трубопроводов в процессе их сварки и термообработки;

обеспечивается максимально возможное параллельное ведение монтажных работ по сварке, стыковке и термообработке стыков, а также контроля качества сварных соединений;

монтаж блоков трубопроводов начинается с приварки их к патрубкам корпуса реактора для того, чтобы обеспечить начало монтажа внутрикорпусных устройств реактора.

Транспортировка блоков трубопроводов в бокс ГЦК производится краном центрального зала, а в боксе — на тележках по специальным металлоконструкциям с помощью ручных рычажных лебедок. Подъем и установка на временные опоры производятся с помощью крана и талей.

Подгонка блоков друг к другу осуществляется с помощью центровочных приспособлений временных опор, которые позволяют перемещать блок в плане и по высоте.

Монтаж ГЗЗ производится совместно с монтажом блоков трубопроводов ГЦК. Сборка стыков, термообработка и контроль сварных швов производятся по технологии специализированной металлургической организации.

Трубопровод системы компенсации (КО) подразделяется на трубопровод от ГЦТ до компенсатора объема (выполнен из блоков углеродистых труб $\varnothing 426 \times 40$, плакированных пержающей сталью), трубопроводы впрыска, соединяющие холодную нитку одной петли ГЦТ с распылителем компенсатора объема (выполнены из нержавеющей стали), трубопровод сброса, соединяющий верхнюю часть компенсатора с барботером (выполнен из нержавеющей стали), трубопровод сброса после предохранительных устройств подсоединена линия воздухоудаления, которая обеспечивает удаление газовой смеси в компенсаторе объема (линия выполнена из нержавеющей стали $\varnothing 38 \times 35$).

До начала монтажа трубопроводов системы компенсации должен быть закончен монтаж петель ГЦТ, к которой приваривают блоки трубопроводов КО, в боксе КО должны быть закончены основные строительные работы (выполнены чистые полы, облицованы и окрашены стены, установлены закладные детали). Опора под компенсатор объема должна быть установлена на закладные детали, выставлена и за-

креплена, должны быть установлены и закреплены все кронштейны подвесок трубопроводов КО. В боксе барботера должен быть установлен и выверен барботер.

Блоки трубопровода $\varnothing 426 \times 40$ и часть трубопроводов впрыска подают через люк компенсатора объема мостовым краном до монтажа компенсатора объема. В опоре компенсатора объема устанавливают колено трубопровода $\varnothing 426 \times 40$, после чего монтируют компенсатор объема. Трубопроводы КО монтируют в соответствии с технологией, разработанной специализированной организацией, с учетом того, что сварка блоков осуществляется от ГЦТ. Замыкающий сварной шов выполняется на трубном блоке с припуском.

5.5. МОНТАЖ РЕАКТОРА ВВЭР-440

При монтаже реактора ВВЭР-440 последовательность производства работ и требования строительной части здания такие же, как и при монтаже реактора ВВЭР-1000, за исключением того, что в конструкции реактора отсутствует упорное кольцо.

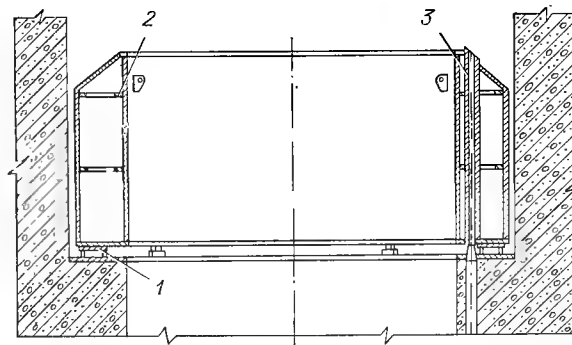


Рис. 5.25. Установка бака «сухой» защиты ВВЭР-440.

1 — опорное кольцо; 2 — бак «сухой» защиты; 3 — труба ионизационной камеры.

Монтаж металлоконструкций бака «сухой» защиты, теплоизоляции, опорной фермы реактора, опоры корпуса и корпуса реактора аналогичен монтажу тех же узлов реактора ВВЭР-1000 (рис. 5.25—5.27).

Монтаж разделительного сиффона производится аналогично монтажу реактора ВВЭР-1000, за исключением того, что после приварки сиффона к закладному кольцу бетонной консоли с помощью ручных домкратов производится сжатие сиффона для перемещения его верхнего фланца вниз на заданную величину и после этого производится приварка его к корпусу реактора.

Внутрикорпусные устройства (ВКУ) реактора (рис. 5.28) включают в себя шахту, днище шахты, выемную корзину и блок защитных труб. Требования по условиям начала монтажа аналогичны требованиям для реактора ВВЭР-1000.

Монтаж шахты реактора выполняется аналогично монтажу реактора ВВЭР-1000, но работы производятся совместно с монтажом днища шахты.

Днище шахты представляет собой конструкцию, состоящую из корпуса, нижней и верхней решеток, между которыми расположены 37 защитных труб. Днище шахты устанавливается на опорном бурте шахты реактора и фиксируется по отношению к шахте тремя шпонками. За-

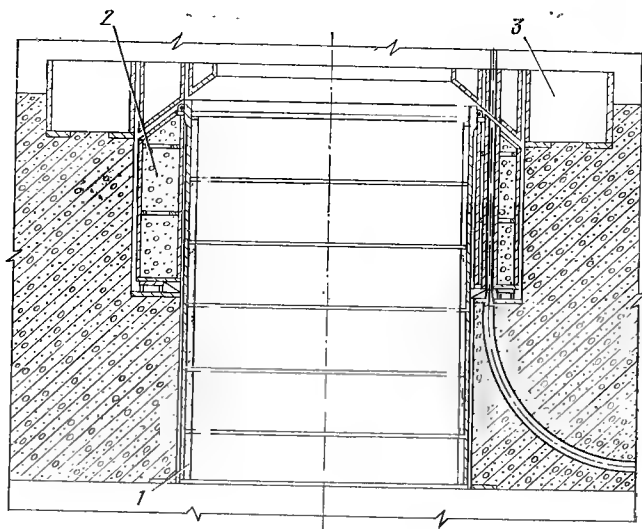


Рис. 5.26. Установка теплоизоляции бокса реактора и опорной фермы ВВЭР-440.

1 — теплоизоляция бокса реактора; 2 — бак «сухой» защиты; 3 — опорная ферма.

щитные трубы защищают топливные части регулирующих кассет от непосредственного воздействия потока теплоносителя. В нижних частях защитных труб расположены демпфирующие устройства для торможения падающих регулирующих кассет. На верхней решетке днища шахты установлены дроссельные шайбы, необходимые для регулирования потоков теплоносителя через каждую рабочую кассету активной зоны. Кроме того, на верхней решетке расположены три штыря для фиксации положения выемной корзины.

До монтажа днище шахты реактора устанавливается на временные опорные устройства — постамент. На постаменте днище осматривают, очищают и подготавливают к установке. На крюке мостового крана днище подвешивают стропами с талрепами, затем поднимают, проверяют и регулируют горизонтальность верхней решетки (отклонение от горизонтальной плоскости не должно превышать 1 мм). После этого днище устанавливают в шахту реактора, при этом следят за легкостью хода при посадке на шпонки.

На установленном в шахту днище проверяют горизонтальность положения верхней решетки днища (допуск 0,5 мм на максимальном диаметре), совпадение главных осей днища и шахты, и проверяют соосность осей корпуса реактора и осей днища, установленного в шахту реактора. Для этой цели используют оптический прибор — теодолит.

С его помощью производят поочередное измерение смещения рисок, расположенных по главным осям на корпусе реактора и днище шахты.

По результатам измерений составляют картограмму и определяют

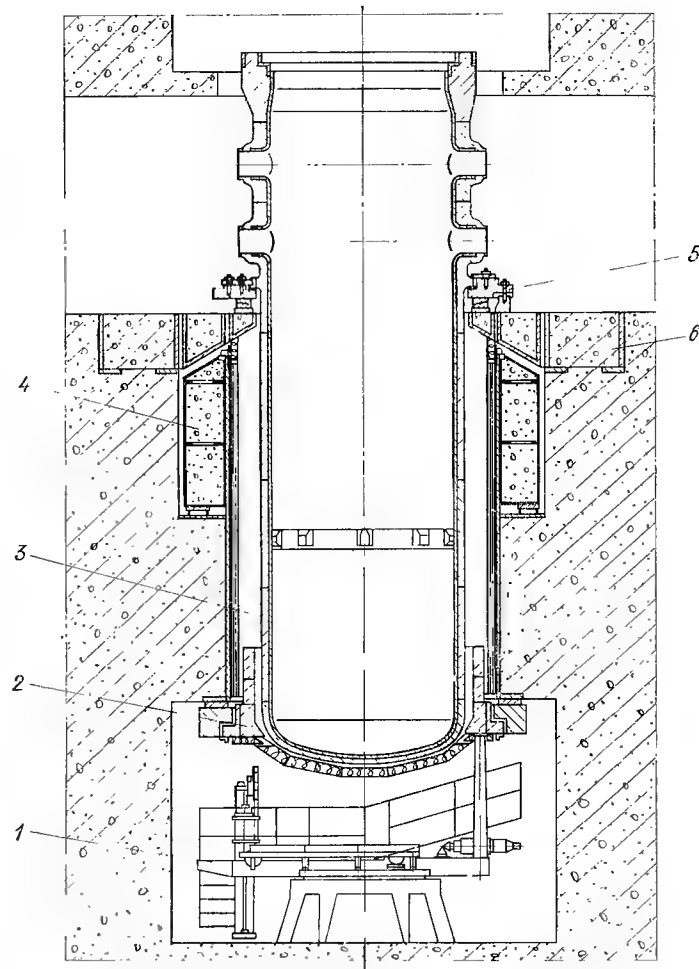


Рис. 5.27. Установка опоры корпуса и корпуса реактора ВВЭР-440.

1 — машина осмотра корпуса; 2 — детали защиты корпуса; 3 — корпус реактора; 4 — бак «сухой» защиты; 5 — опора корпуса; 6 — опорная ферма.

разворот днища в плане и смещение его геометрического центра относительно оси корпуса реактора, которое не должно превышать 1 мм. Затем днище шахты извлекают и выполняют работы по установке восьми шпонок, фиксирующих шахту относительно корпуса реактора.

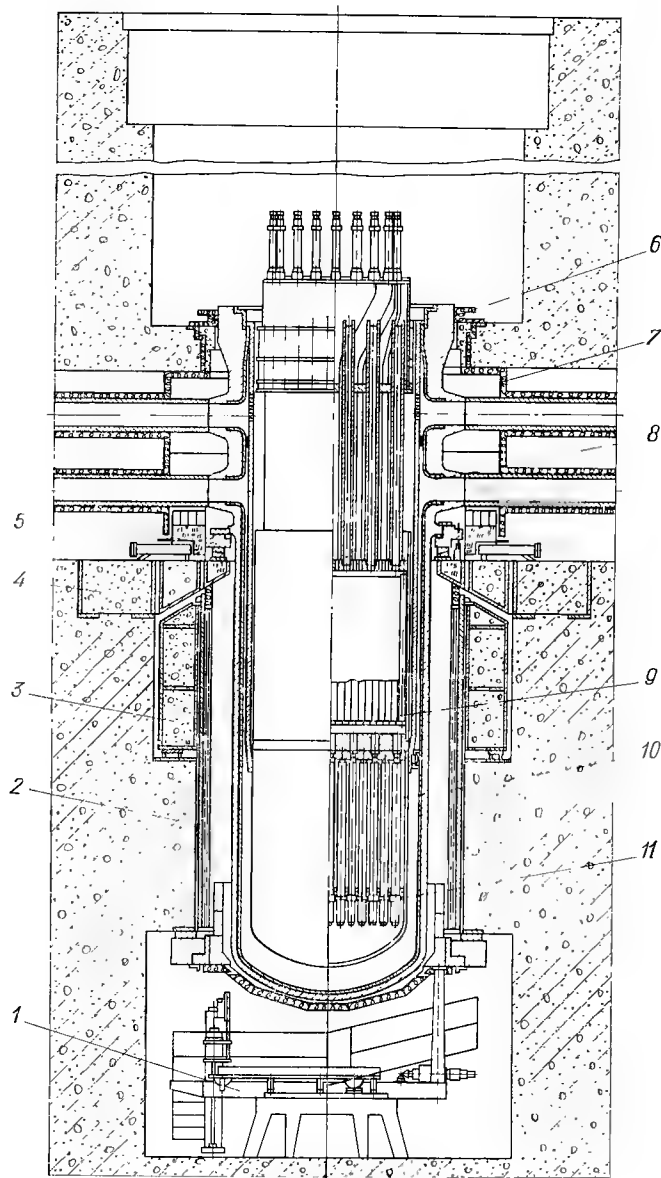


Рис. 5.28. Установка внутрикорпусных устройств ВВЭР-440.
1 — машина осмотра корпуса; 2 — теплоизоляция бокса реактора; 3 — бак «сухой» защиты; 4 — опорная ферма; 5 — опора корпуса; 6 — раздельный силовой фон; 7 — теплоизоляция зоны патрубков; 8 — блок защитных труб; 9 — корзина; 10 — демпферная труба днища шахты; 11 — днище шахты.

Днище шахты подготавливают для установки в шахту. Устанавливают все демпферные трубы, в резьбовые гнезда верхней решетки днища ввинчивают дроссельные шайбы, при этом следят, чтобы они не выступали из своих гнезд. После этого днище устанавливают в шахту реактора, проверяют совмещение главных осей, горизонтальность верхней плиты и легкость посадки днища.

Выемная корзина (см. рис. 5.28) имеет форму цилиндра с массивным днищем. Днище корзины представляет собой решетку с фиксированным шагом. В верхней части корзины расположен специальный бурт — граненый пояс, который соответствует наружной конфигурации головок периферийных кассет. В днище корзины имеется 312 сквозных отверстий цилиндрической формы для размещения хвостиков рабочих кассет и 37 сквозных шестигранных отверстий для прохода регулирующих кассет. При монтаже выемную корзину устанавливают на днище шахты. Проверяют совпадение рисок по главным осям реактора, радиальные зазоры между обечайкой корзины по верхнему торцу и шахтой реактора, негоризонтальность днища корзины до верхней плоскости бурта шахты реактора. Производят пробные подъемы и опускания корзины на 300—400 мм, после чего корзину удаляют и осматривают состояние центрирующих штырей днища шахты и ответные пазы и отверстия корзины, которые не должны иметь задиров и рисок. Корзина должна плавно, без заеданий садиться на проектное место и легко извлекаться. Далее корзину устанавливают в реактор и контролируют плотность прилегания днища корзины к верхней решетке днища шахты.

Блок защитных труб (см. рис. 5.28) имеет аналогичную конструкцию, и его монтаж производится аналогично монтажу реактора ВВЭР-1000.

Верхний блок реактора ВВЭР-440 состоит из крышки, каркаса, приводов регулирующих кассет, съемной traversы и узла уплотнения главного разъема. Приводы регулирующих кассет размещены в чехлах, имеющих фланцевые соединения с крышкой. Крышка реактора состоит из стальной сферы и фланца с выступом для установки нажимного кольца. К нижней части фланца приварен торцовый компенсатор. По внутренней поверхности крышка имеет наплавку из стали аустенитного класса (см. рис. 5.3).

Узел уплотнения разъема (рис. 5.29) включает в себя нажимное и прижимное кольца, торцовый компенсатор, кольцевые никелевые прокладки, шпильки и гайки. Первая группа никелевых прокладок, расположенных между корпусом и крышкой верхнего блока, уплотняется за счет усилия, создаваемого при затяжке шпилек главного разъема, при этом усилие передается на нажимное кольцо, крышку верхнего блока и прокладки. Вторая группа никелевых прокладок, расположенная между корпусом и кольцом торцового компенсатора, уплотняется за счет усилия, создаваемого при затяжке нажимных винтов. Полость, расположенная между двумя группами кольцевых прокладок, дренируется. Гайки шпилек главного разъема заворачиваются с помощью гидравлического гайковерта.

Привод регулирующих кассет механический (рис. 5.30) приводит в действие электродвигателем через редуктор шестерней, сцепленной с рейкой. Нижняя часть рейки заканчивается захватом, с помощью которого привод стыкуется с промежуточной штангой реактора. Центробежный регулятор обеспечивает постоянство скорости падения регулирующих кассет вместе с рейкой при сбрасывании их в активную зону по сигналу аварийной защиты реактора. Для связи приводов с

кассетами предназначены промежуточные штанги с нижними частями захватов, которыми они сцепляются с головками регулирующих кас- сет. Верхними концами промежуточные штанги сцепляются с захва- тами приводов.

Верхний блок реактора подается по железной дороге в транспорт- ный коридор аппаратного отделения. Краном центрального зала верх- ний блок снимается с транспортера и устанавливается на специаль- ный кантователь, после чего переводится в верти- кальное положение и краном централь- ного зала устанавливается в шахту ре- визии на кольцевую опору. Здесь сни- мают транспортный контейнер, кон- струкции верхнего блока тщательно осматривают и очищают. На верхний блок устанавливают траверсу, которая поступает отдельно.

В период монтажа внутрикорпус- ных устройств верхний блок устанавли- вают на корпус реактора и, так же как и у реактора ВВЭР-1000, производ- ят проверку соосности чехлов приво- дов верхнего блока и демпферных труб дна шахты.

После проверки соосности на верх-

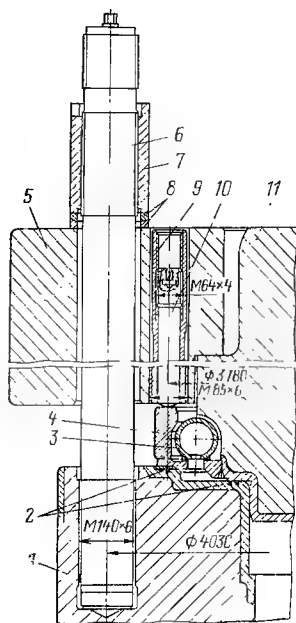


Рис. 5.29. Узел уплотнения ВВЭР-440.

1 — корпус реактора; 2 — кольцевые проклад- ки; 3 — торцовый компенсатор; 4 — кольцо при- жимное; 5 — кольцо нажимное; 6 — шпилька; 7 — гайка; 8 — сферические шайбы; 9 — втул- ка; 10 — винт нажимной; 11 — крышка верх- него блока.

ний блок устанавливают нажимное кольцо, проверяют положение его по отношению к шпилькам главного разьема М140. Между фланцем корпуса и нажимным кольцом устанавливают шпопки, фиксирующие положение нажимного кольца в плане. После этого верхний блок уста- навливают в шахте ревизии и производят его укрушение. На верхний блок, с которого предварительно снята траверса, устанавливают при-

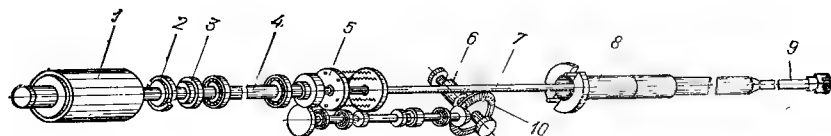


Рис. 5.30. Привод ре. улирующих кассет ВВЭР-440.

1 — электродвигатель; 2 — центробежный регулятор; 3 — муфта; 4 — шпилька; 5 — буфер; 6 — шестерня; 7 — рейка; 8 — охладитель привода; 9 — захват пром- штанги; 10 — редуктор.

воды СУЗ с помощью захвата, подвешенного на крюке мостового кра- на. Приводы СУЗ предварительно проходят ревизию и испытания на специальном стенде (вертикальный стенд), расположенном в централь- ном зале.

На верхнем блоке устанавливают площадки обслуживания и тра- версу, производят монтаж электрических и трубопроводных коммуни- каций. Подготовленный таким образом верхний блок хранится в шахте ревизии до установки на корпус реактора.

В шахту реактора заводят корзину с имитаторами рабочих кассет и кассет СУЗ. Устанавливают блок защитных труб, в котором предва- рительно закреплены промежуточные штанги. Производят сцепление промежуточных штанг с кассетами АРК, после чего штанги подвешивают к крюку мостового крана и производят подъем и опускание кассет СУЗ. Тяговое усилие контролируется по показаниям динамометра. Повышенные тяговые усилия свидетельствуют о повышенном трении между имитатором кассеты СУЗ и шестигранным каналом, образо- ванным имитаторами рабочих кассет. В этих случаях зона разбирается и выясняются причины. По окончании проверки легкости хода кассет СУЗ их вынимают и осматривают. На поверхности имитаторов не должно быть следов задилов.

На корпус реактора устанавливают верхний блок, с помощью мерной штанги замеряют расстояние от захватов промежуточных штанг до опорных поверхностей на чехлах приводов СУЗ без приводов. Эти замеры необходимы для того, чтобы правильно отрегулировать длины механизмов СУЗ в сборе, что обеспечит их сочленение с промежуточ- ными штангами.

При установленном верхнем блоке и блоке защитных труб произ- водят окончательную подгонку деталей уплотнения патрубков системы температурного контроля и награвков энерговыделения.

По окончании работ верхний блок снимают, извлекают блок за- щитных труб, корзину, шахту с дном и подготавливают реактор к гидравлическим испытаниям и промывкам.

На перфорированную часть шахты реактора устанавливают сталь- ные вальцованные листы (дрессельные листы), которые перекрывают часть отверстий перфорированной зоны шахты и тем самым создают повышенное гидравлическое сопротивление потоку воды при промывке оборудования I контура. Повышенное гидравлическое сопротивление необходимо для имитации гидравлического сопротивления корзины и кассет активной зоны. Затем производят установку верхнего блока и сборку уплотнений главного разьема реактора.

Предварительно в уплотняющие канавки корпуса устанавливают никелевые кольцевые прокладки, которые поставляются заводом-изго- товителем в виде проволоки соответствующего диаметра. Перед их установкой измеряют длину уплотняющих канавок корпуса, отрезают проволочные заготовки необходимой длины и соединяют стыки на пай- ке с использованием серебряного припоя. Место пайки тщательно за- чищают заподлицо с основным металлом прокладки.

После установки верхнего блока на шпильки главного разьема на- винчивают гайки до упора в сферические шайбы. Затем гайковертом производят растяжку шпилек. Гайковерт снабжен гидравлическими домкратами, подвисякая часть которых навинчивается на выступающие концы шпилек. В полости домкратов подается масло под высоким да- влением, за счет этого домкраты растягивают шпильки на величину, необходимую для правильной затяжки главного разьема. При растя-

нутых шпильках гайки довинчивают до упора в шайбы и гайковерт снимают. Одновременно гайковерт растягивает шесть шпилек.

В результате обтяжки главного разъема достигается уплотнение между крышкой реактора и корпусом за счет внутренних кольцевых прокладок. Для обтяжки наружных кольцевых прокладок заворачивают нажимные винты, силовое воздействие которых распределяется равномерно по периметру прижимного кольца. Усилие затяжки винтов контролируется. Перед гидравлическим испытанием необходимо установить заглушки на фланцах выводных патрубков термического контроля.

Гидравлические испытания могут быть проведены и при отсутствии готового к этим операциям верхнего блока. В этом случае используют так называемую ложную крышку корпуса, представляющую собой подобие штатной крышки, но без патрубков СУЗ и других конструкций верхнего блока. Уплотнение главного разъема с ложной крышкой производится аналогично описанному выше. Операции по производству гидравлических испытаний и промывок реактора и оборудования I контура выполняют по программе пусконаладочных работ.

5.6. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ I КОНТУРА АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР-440

Конструкция парогенераторов ПГВ-213 аналогична конструкции парогенератора на АЭС с реакторами ВВЭР-1000. Парогенератор состоит из корпуса с опорами, двух водяных коллекторов, к которым присоединены трубные пучки поверхности нагрева, сепарационного устройства и парового коллектора. Трубы в трубных пучках связаны специальными крепежными деталями, являющимися одновременно и дистанционирующими. Парогенератор закрепляется на четырех подвесках, которые образуют шарнирную систему, позволяющую парогенератору отклоняться в необходимых пределах, не препятствуя тепловым расширениям трубопроводов I контура. Коллекторы подвода и отвода воды теплоносителя I контура выполнены $D_y 800$ из стали марки ОХ18Н10Т. Из этой же стали выполнены испарительные трубки и сепарационное устройство. Корпус с днищем изготовлен из стали марки 22К, коллектор пара, система подвода питательной воды — из стали марки 20. Диаметр внутреннего корпуса 3,21 м, толщина стенки 75—135 мм, длина 12,26 м. Масса парогенератора 163 т, давление в корпусе 47 кгс/см², температура 243°С, давление в трубках 125 кгс/см², температура 285°С.

Парогенераторы поступают на монтажную площадку на железнодорожном транспорте. На проектные места парогенераторы устанавливают мостовым краном центрального зала. Если к моменту поступления парогенераторов выполнено перекрытие, где они устанавливаются, то парогенераторы монтируются через проемы в перекрытии боксов. При этом некоторые парогенераторы после опускания их в проемы перекрытия приходится подтаскивать к месту установки, используя лебедки и полиспасты. После разгрузки с парогенератора транспортные опоры, на которых он был установлен на транспорте, срезают.

Парогенератор (рис. 5.31) устанавливают на постоянные нижние и верхние опоры, предварительно выставленные на полу бокса парогенератора. Верхние опоры приваривают к корпусу парогенератора, к ним присоединяют нижние опоры временными креплениями. После этого парогенератор вместе с опорами устанавливают на опорные тумбы, к штуцерам парогенератора приваривают паровой коллектор.

В процессе сооружения перекрытия боксов парогенераторов устанавливают кронштейны подвесок парогенераторов. К этим кронштейнам крепят тяги подвески, которые в нижней части имеют талрепы. С помощью гидравлических домкратов парогенераторы поднимают на проектную высоту так, что между нижними опорами и опорными тумбами образуется некоторый зазор. В проектном положении парогенс-

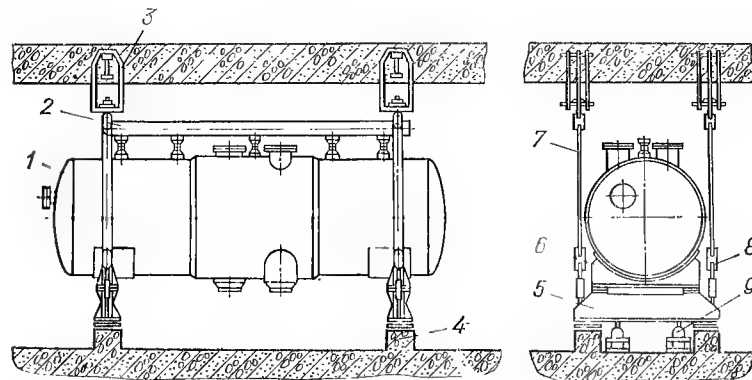


Рис. 5.31. Установка парогенератора ВВЭР-440.

1 — парогенератор; 2 — паровой коллектор; 3 — кронштейн; 4 — опорная гомба; 5 — нижняя опора; 6 — верхняя опора; 7 — тяга; 8 — талреп; 9 — гидравлический домкрат.

ратор закрепляют на подвесках за счет изменения длины талрепов, после чего домкраты удаляют.

Гидравлические испытания парогенераторов со стороны среды II контура производят после окончательной установки и выверки их в проектном положении. При гидравлическом испытании со стороны II контура следят за плотностью соединений труб поверхности нагрева с водяными коллекторами, а также за состоянием и герметичностью корпуса парогенератора.

Гидравлические испытания со стороны среды I контура проводят при испытании оборудования I контура совместно с реактором.

Главный циркуляционный насос является центробежным насосом вертикального типа. Он состоит из гидравлической части и электродвигателя, скомпонованных в одном агрегате (рис. 5.32). Гидравлическая часть состоит из корпуса со всасывающим и нагнетательным патрубками, рабочего колеса, направляющего аппарата и разгрузочной камеры. Электродвигатель — асинхронный, трехфазного тока, ротор электродвигателя совместно с рабочим колесом насоса вращается в замкнутой полости, заполненной водой. Замкнутая полость образована корпусом и крышкой насоса, корпусом электродвигателя, нихромовой перегородкой и крышкой корпуса электродвигателя. Статор электродвигателя вместе со своими обмотками герметично отделен от рабочей среды нихромовой перегородкой. Являясь немагнитным материалом, нихром не препятствует взаимодействию магнитных полей ротора и статора. Ротор вращается в двух радиальных подшипниках, осевые усилия воспринимаются упорными подшипниками. Подшипники смазываются и охлаждаются дистиллятом, который циркулирует в автоном-

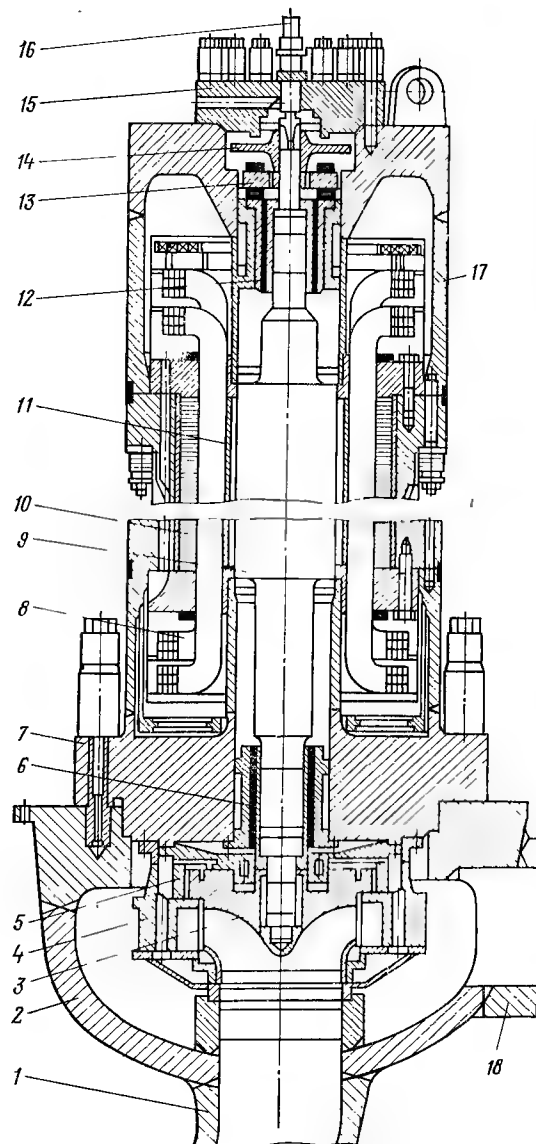


Рис. 5.32. Главный циркуляционный насос ВВЭР-440.
1 — всасывающий патрубок; 2 — корпус насоса; 3 — рабочее колесо; 4 — направляющий аппарат; 5 — разгрузочная камера; 6, 12 — радиальные подшипники; 7 — крышка насоса; 8 — обмотка электродвигателя; 9 — ротор электродвигателя; 10 — статор электродвигателя; 11 — перегородка; 13 — упорные подшипники; 14 — насос охлаждения подшипников; 15 — крышка корпуса электродвигателя; 16 — таходатчик; 17 — корпус электродвигателя; 18 — нагнетательный патрубок.

ном контуре, при этом избыточная теплота передается внешнему охлаждающему контуру в специальном теплообменнике. Охлажденная в теплообменнике вода прокачивается встроенным в электродвигатель насосом. Осевая разгрузка ротора обеспечивается разгрузочной камерой. Давление среды в разгрузочной камере уравнивает осевую силу, действующую на ротор ГЦН смонтирован на раме, которая по-контится на трех шаровых опорах предусматривающих возможность го-

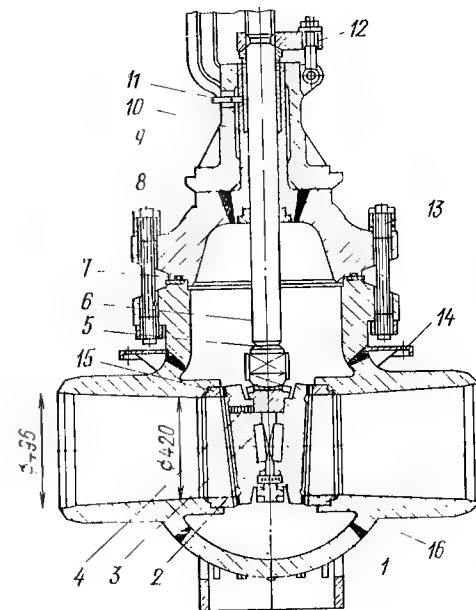


Рис. 5.33. Главная запорная задвижка ВВЭР-440.

1 — корпус с патрубками; 2 — тарелка; 3 — грибок; 4 — дроссельные шайбы; 5 — уплотняющая конусная фаска; 6 — шток; 7 — прокладка; 8 — крышка; 9 — бу-гель; 10 — сальниковое уплотнение; 11 — штуцер контроля протечек; 12 — на-жимная планка; 13 — шпилька; 14 — фланец для крепления гидрозатвора; 15 — седло; 16 — пружина.

ризонтиального перемещения насоса в любом направлении, не препят-стнуя тепловым расширениям трубопроводов I контура.

Монтаж главных циркуляционных насосов (ГЦН) выполняется в две стадии.

На первой стадии монтируются рама насоса с шариковыми опорами и его корпус, на второй стадии — выемная часть насоса, в состав которой входит электродвигатель в комплекте с рабочим ко-лесом. Монтаж рамы и корпуса насоса выполняется до начала монтажа трубопроводов главного циркуляционного контура $D_y 500$. При монта-же трубопроводов $D_y 500$ через корпуса насосов обеспечивается доступ по внутренним полостям труб для работ по сварке и контролю корневых швов.

Вторая стадия монтажа заключается в установке выемных частей, обтяжке главных разъемов насосов и обвязке выемных частей вспомогательными системами трубопроводов. Кроме того, на этой ста-

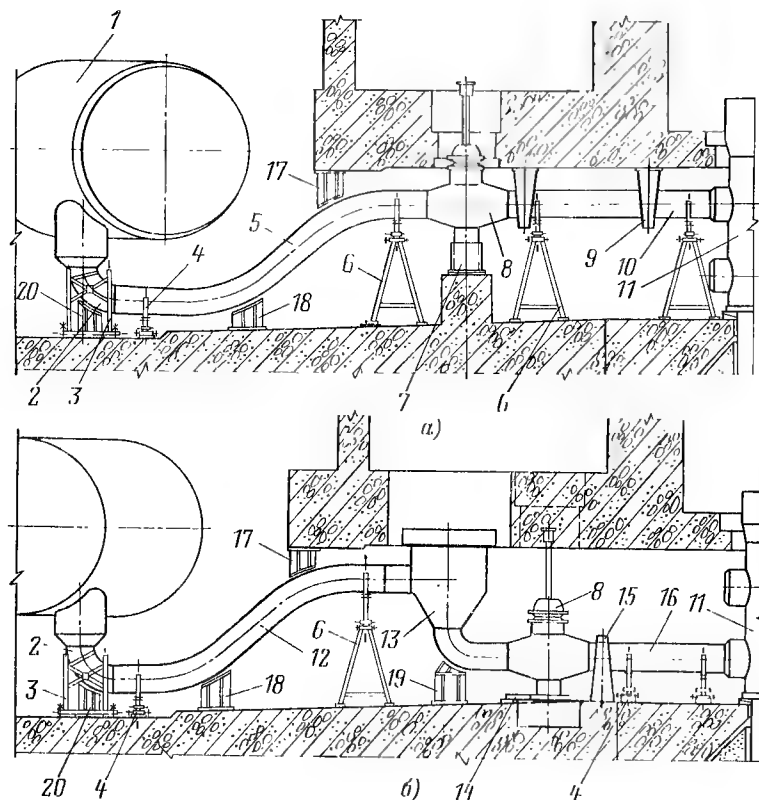


Рис. 5.34. Монтаж трубопроводов главного циркуляционного контура ВВЭР-440.

а — «горячей» нитки; б — «холодной» нитки; 1 — парогенератор; 2 — отвод D_y 500; 3 — опорная конструкция под отвод; 4 — каретка; 5 — блок трубопровода; 6 — опора; 7 — опора под ГЗЗ; 8 — ГЗЗ; 9 — аварийный ограничитель; 10 — блок трубопровода; 11 — корпус реактора; 12 — блок трубопровода; 13 — корпус ГЦН; 14 — опорная рама под ГЗЗ; 15 — аварийный ограничитель; 16 — блок трубопровода; 17, 18 — аварийные ограничители под гиб трубопровода; 19 — аварийный ограничитель под корпус ГЦН; 20 — аварийный ограничитель под отвод D_y 500.

дли монтируются конструкции биологической защиты и уплотнения, разделяющие по воздушной среде боксы насосов и боксы электродвигателей.

Главная запорная задвижка состоит из корпуса, крышки, запорного силового органа со шпинделем, бугеля и комбинированного элект-

ропривода с ручной передачей (рис. 5.33). Материалы корпуса, крышки, силовых деталей запорного органа — сталь марки 0Х18Н10Т. Длина корпуса 1,7 м, высота 3,9 м, масса с электроприводом 7 т. Монтаж ГЗЗ производится аналогично монтажу ГЗЗ реактора ВВЭР-1000.

Конструкция и монтаж компенсатора объема аналогичны конструкции и монтажу компенсатора объема АЭС с реакторами ВВЭР-1000. Основные материалы: корпуса — сталь марки 22К, штуцеров, экранов, опоры — сталь марок 20, СтЗСП, крепежа — сталь марки 25Х1МФ. Высота 10,6 м, диаметр корпуса внутренний 2,4 м, толщина стенки 140 мм, масса (сухая) 105 т. Рабочее давление 125 кгс/см², температура 300°С, объем пара 16 м³, объем воды 22 м³, общая мощность электронагревателей 1620 кВт.

Главные трубопроводы состоят из шести циркуляционных петель, расположенных вокруг цилиндрической шахты реактора в общем боксе (рис. 5.34). Трубопроводы опираются на пружинные опоры. Трубопроводы каждой петли состоят из отдельных блоков, изготовленных из нержавеющей стали марки 0Х18Н10Т, имеющих размер $\varnothing 562 \times 32$. Общая масса трубопровода 70 т. Рабочие параметры: давление рабочее 125 кгс/см², температура рабочая 300°С. Для предохранения оборудования, трубопроводов и бокса от разрушения применяются такие же аварийные ограничители, как и на реакторе ВВЭР-1000.

Монтаж трубопроводов ГЦК производится аналогично монтажу трубопроводов ГЦК реакторной установки ВВЭР-1000.

Компенсатор объема соединен с двумя «горячими» нитками двух петель ГЦТ трубопроводами, выполненными из нержавеющей стали $\varnothing 245 \times 18$. Трубопроводы впуска от аналогичных двух «холодных» ниток выполнены из нержавеющей стали $\varnothing 108 \times 9$, трубопровод сброса — из нержавеющей стали $\varnothing 108 \times 9$ и $\varnothing 159 \times 12$.

Монтаж трубопроводов системы компенсации аналогичен монтажу системы КО реакторной установки ВВЭР-1000.

Раздел шестой

МОНТАЖ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

6.1. ТЕПЛОВАЯ СХЕМА АЭС С РЕАКТОРОМ БН-600 И КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ

В реакторе на быстрых нейтронах основная доля деления ядер топлива обусловлена быстрыми нейтронами (табл. 6.1).

Реактор БН-600 (рис. 6.1) обеспечивает работу трех турбогенераторов К-200-130 электрической мощностью 200 МВт каждый. Отвод теплоты от реактора осуществляется по трехконтурной схеме. В I и II контурах циркулирует натрий. III контур представляет собой типовую схему обычной тепловой электростанции. I контур размещен в корпусе реактора. Циркуляция натрия через активную зону и шесть промежуточных теплообменников обеспечивается тремя насосами.

Натрий представляет собой металл серебристо-белого цвета с плотностью 0,97 г/см³, т. е. несколько легче воды. Температура плавления натрия 97,5°С, кипения 880°С. Натрий является активным химическим элементом, и его контакт с водой сопровождается бурной реакцией с выделением большого количества теплоты и взрывообразным скачком

давления. На воздухе натрий воспламеняется при температуре выше 120°C и горит желтым пламенем с образованием плотных паров. Натрий обладает высоким коэффициентом теплопроводности $[61,2 \text{ ккал}/(\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^{\circ}\text{C})]$ по сравнению с водой $[0,37 \text{ ккал}/(\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^{\circ}\text{C})]$.

Относительно высокая температура плавления натрия требует системы электрообогрева всех трубопроводов и оборудования, с которыми он контактирует.

Таблица 6.1. Основные характеристики реактора БН-600

Наименование	Показатель
Тепловая мощность, МВт	1500
Электрическая мощность, МВт	600
Температура в I контуре, $^{\circ}\text{C}$:	
на входе	380
на выходе	550
Расход натрия в I контуре, т/ч	24 000
Расход натрия через одну петлю II контура, т/ч	6800
Температура натрия II контура, $^{\circ}\text{C}$:	
на входе в теплообменник	320
на выходе из теплообменника	520
Давление аргона в газовых полостях реактора, кгс/см ²	1,4
Паропроизводительность парогенераторов, т/ч	1840
Параметры пара:	
температура, $^{\circ}\text{C}$	505
давление, кгс/см ²	140
Размеры активной зоны, м:	
приведенный диаметр	2,05
высота	0,75
Число пакетов активной зоны, шт.	370
Общий коэффициент воспроизводства в режиме размножителя	1,4
Габариты реакторной установки, м:	
диаметр	13,3
высота	20
Общая масса реакторной установки, т	4970

Обогрев корпуса реактора и внутрикорпусных устройств производится горячим аргоном, который подается в полость страховочного кожуха, а внутрикорпусных устройств — в систему газового разогрева аппарата. Высокая химическая активность натрия не допускает его контакта с воздухом, поэтому все натриевые полости при их заполнении и опорожнении заполняются аргоном.

Система очистки натрия обеспечивает его многократное использование в натриевых контурах. Защита натрия аргоном не исключает полностью образования окислов, и их необходимо постоянно выводить из контуров. Эти функции выполняют фильтры-ловушки системы очистки натрия, которые представляют собой емкости, заполненные

стружкой из нержавеющей стали. Часть натрия, который циркулирует в корпусе реактора, поступает в фильтры-ловушки I контура и охлаждается в них азотом до температуры, при которой окислы натрия выпадают в осадок и отлагаются на поверхности стружки. Очищенный натрий вновь поступает в корпус. Аналогичным способом производится очистка натрия II контура.

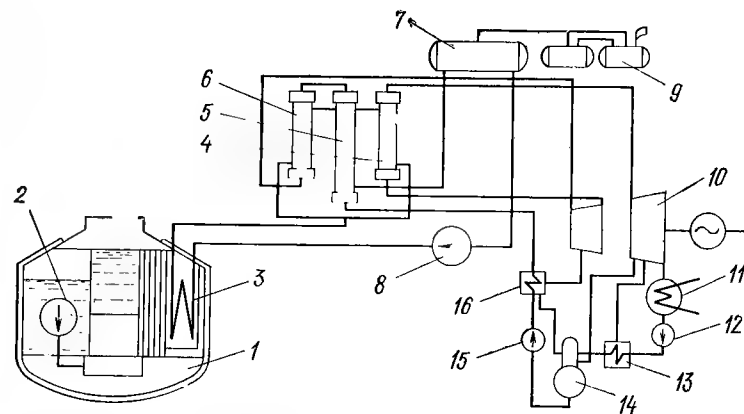


Рис. 6.1. Принципиальная схема АЭС с реактором БН-600.

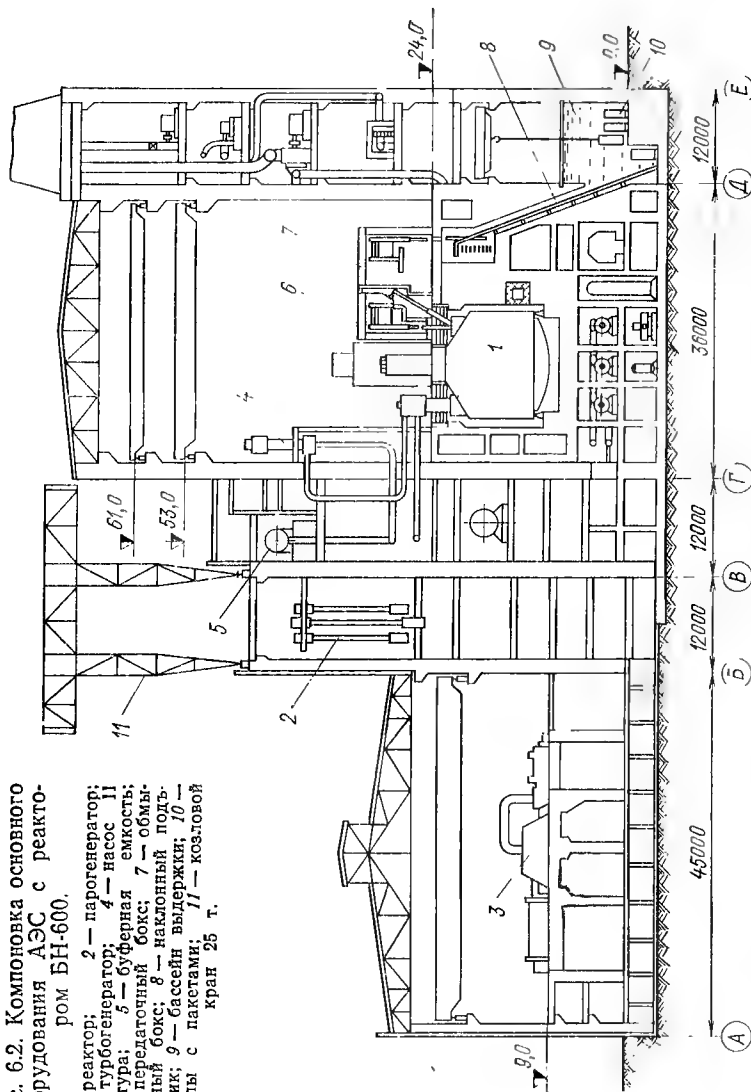
1 — реактор; 2 — насос I контура; 3 — промежуточный теплообменник; 4 — пароперегревательный модуль; 5 — испарительный модуль; 6 — пароперегревательный модуль; 7 — буферная емкость; 8 — насос II контура; 9 — бак аварийного сброса; 10 — турбина; 11 — конденсатор; 12 — конденсатный насос; 13 — подогреватель низкого давления; 14 — деаэрактор; 15 — питательный насос; 16 — подогреватель высокого давления.

Для реакторов на быстрых нейтронах характерны высокие остаточные тепловыделения после его останова. Поэтому отработавшие в реакторе тепловыделяющие сборки (пакеты) в процессе перегрузки помещают в барабаны и определенное время выдерживают для снятия остаточных тепловыделений. Охлаждение осуществляется натрием системы охлаждения барабана отработанных пакетов, которая включает в себя натриевый контур с насосами, теплообменник, охлаждаемый азотом, и одну фильтр-ловушку. Из барабана отработанные пакеты передают в обмывочный бокс, где в специальных гнездах они очищаются от натрия перегретым паром, а в случае необходимости жидким свинцом.

Далее чистые пакеты наклонным подъемником перемещаются в бассейн выдержки и устанавливаются в чехлы, которые мостовым краном расставляются по соответствующим гнездам бассейна выдержки.

Компоновка главного корпуса АЭС (рис. 6.2) состоит из следующих частей. Реакторное отделение обслуживается двумя мостовыми кранами грузоподъемностью 160/30 и 30/5 т. Реактор расположен в бетонном боксе, в центральном зале установлены передаточный и обмывочный боксы, через которые производится загрузка и разгрузка реактора. Обмывочный бокс сообщается с шахтой наклонного подъемника, по которому отработанные пакеты перемещаются в бассейн выдержки и устанавливаются в чехлы. Над бассейном выдержки раз-

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — турбогенератор; 4 — насос; 5 — буферная емкость; 6 — передаточный бокс; 7 — обмоточный бокс; 8 — наклонный подъемник; 9 — бассейн выдержки; 10 — чехлы с пакетами; 11 — козловой кран 25 т.



мещается вытяжной вентиляционный центр, на перекрытии которого установлена вентиляционная металлическая труба.

Все вспомогательные системы размещаются в боксах реакторного отделения. Парогенераторы установлены в боксах дезакторной этажерки и обслуживаются козловым краном грузоподъемностью 25 т. Циркуляционные натриепроводы II контура и буферные емкости расположены между боксами парогенераторов и центральным залом реакторного отделения. Циркуляционные насосы и часть натриепроводов II контура расположены в пристройке центрального зала. Машинный зал обслуживается двумя мостовыми кранами грузоподъемностью 125/30 т. Расположение турбогенераторов поперечное.

6.2. КОНСТРУКЦИЯ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Общий вид реакторной установки представлен на рис. 6.3. Реакторная установка включает в себя корпус реактора, внутрикорпусные устройства, механизмы и конструкции.

Корпус реактора со страховочным кожухом, опорным поясом, теплоизоляцией, катковыми опорами и опорной обечайкой представляет собой сосуд цилиндрической формы диаметром 12,86 м со сферическим днищем и конической крышей общей массой 682 т.

Днище корпуса, его цилиндрическая часть и частично крышка заключены в страховочный кожух, который предотвращает вытекание активного натрия и его контакт с воздухом в случае разуплотнения корпуса, а также служит для его разогрева при пусках и остановках реактора.

Для уменьшения тепловых потерь реактора страховочный кожух покрыт теплоизоляцией, выполненной из отдельных блоков. Каждый блок состоит из набора штампованных и гладких листов из нержавеющей стали толщиной 0,1 мм — стальфольи. С наружной стороны блок покрыт кожухом толщиной 1 мм. В качестве материала теплоизоляции стальфоль применена для обеспечения ее радиационной стойкости.

Внутри корпуса расположена пространственная кольцевая конструкция — опорный пояс, на который передается нагрузка от всех внутрикорпусных устройств, в том числе от насосов и теплообменников.

Реактор опирается на 20 катковых опор через опорную обечайку, которая является связующим элементом опорных колец днища корпуса и страховочного кожуха. В крышу вварено десять патрубков для установки насосов, теплообменников и опоры элеваторов. К центральной горловине крыши приварена опорная обечайка, которая служит опорой для поворотного устройства с установленной в нее центральной колонной. Внутрикорпусные устройства входят в реакторную установку в составе:

	Количество, шт.	Масса, т
Внутренняя боковая защита с внутренними тепловыми экранами и нижней внутрибаковой защитой	1	1258
Вытеснители	1	6,1
Опора элеваторов	1	5,7
Выгородка элеваторов	1	11,6
Опора насоса	3	110,7
Опора теплообменника	6	153
Блок напорного трубопровода	3	17,1
Сильфон крыши корпуса	9	14,4
Напорная камера с коллекторами и нейтронной подпоркой	1	111

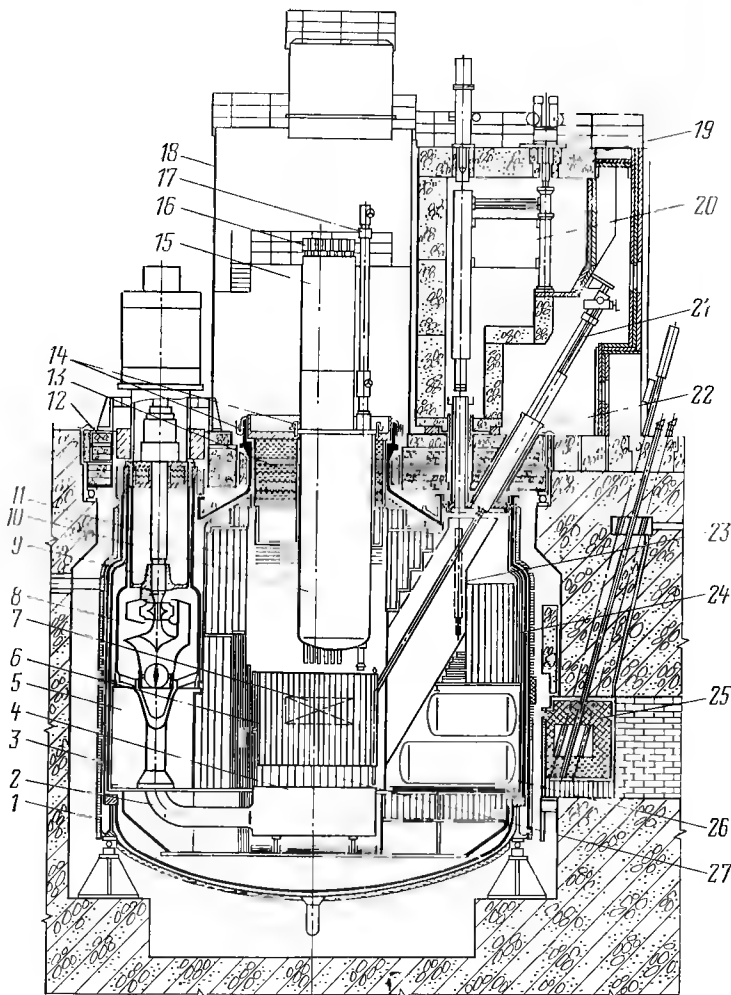


Рис. 6.3. Компоненка реактора БН-600.

1 — страховочный кожух; 2 — блок напорного трубопровода; 3 — корпус реактора; 4 — напорная камера; 5 — опорный пояс; 6 — нейтронная подпорка; 7 — активная зона; 8 — опора насосов; 9 — насос; 10 — центральная колонка; 11 — внутренняя боковая защита; 12 — верхняя неподвижная защита; 13 — поворотное устройство; 14 — гидрозатворы; 15 — постамент; 16 — механизм СУЗ; 17 — механизм перегрузки; 18 — защитный колпак; 19 — передаточный бокс; 20 — механизм передачи пакетов; 21 — элеваторы; 22 — опора элеваторов; 23 — выгородка элеваторов; 24 — тепловой экран; 25 — блок ионизационных камер; 26 — вытеснитель; 27 — коллекторы.

Внутренняя боковая защита реактора представляет собой набор труб, заполненных графитом, и стальных стержней, которые фиксируются с помощью дистанционирующих решеток. Нижняя защита выполнена из набора стальных плит, которые крепятся к элементам конструкции опорного пояса.

Опора элеваторов крепится на сварке к патрубку крыши корпуса, расположенному под передаточным боксом, и служит для установки элеваторов, предназначенных для загрузки и выгрузки пакетов активной зоны и зоны воспроизводства.

В выгородке элеваторов, имеющей конструкцию коробчатого типа, осуществляется перемещение каретки с гильзой по штанге элеватора. В каретку с гильзой устанавливается перегружаемый пакет.

Вытеснители (нейтронводы на ионизационные камеры) расположены под выгородкой элеваторов и представляют собой баллоны, заполненные аргоном. Блок ионизационных камер расположен в нише шахты реактора.

В цилиндрических опорах, приваренных к посадочным местам верхнего листа опорного пояса, устанавливаются насосы и теплообменники. Разность температурных расширений между опорами насосов и теплообменников и корпусом реактора компенсируется сиффонами, которые герметизируют внутреннюю полость реактора. Сиффоны установлены также между патрубками корпуса и страховочного кожуха.

Напорная камера размещена в опорном поясе и связана с опорами насосов блоками напорных трубопроводов. В гнезда верхней плиты напорной камеры вставляются коллекторы, а в них — шестигранные пакеты активной зоны и зоны воспроизводства. Для уменьшения утечки нейтронов из активной зоны и фиксации периферийных пакетов на напорной камере установлена на болтах подпорка. За подпоркой расположены тепловые экраны, выполненные в виде набора стальных вальцованных листов, которые входят в комплект тепловой и биологической защиты реактора.

Механизмы и конструкции входят в реакторную установку в составе:

	Количество, шт.	Масса, кг
Насос	3	219
Теплообменник	6	432
Верхняя неподвижная защита с катковыми опорами	1	856
Поворотное устройство	1	100
Центральная колонна с постаментом	1	110
Механизм перегрузки	2	9,8
Механизмы СУЗ	27	27
Защитный колпак	1	38
Элеватор выгрузки	1	4,5
Элеватор загрузки	1	4,5
Механизм передачи пакетов	1	175
Барaban свежих и обработанных пакетов	1+1	157,3

Насосы и теплообменники в сборе устанавливаются в корпус реактора краном центрального зала и привариваются к своим опорам.

Верхняя неподвижная защита установлена на катковых опорах, размещенных на верхней консоли шахты, и имеет отверстия для центральной горловины корпуса и его патрубков. Защита представляет собой кольцевую конструкцию с послойно расположенными в ней листами стали, бетона и теплоизоляции и имеет вентиляционные полости для воздушного охлаждения ее элементов.

Поворотное устройство установлено в опорной обечайке центральной горловины корпуса на шаровой опоре и представляет собой цилиндрическую конструкцию, имеющую защиту от радиационных излучений, выполненную из набора листов стали, графита и теплоизоляции. Поворотное устройство может вращаться на шаровой опоре электроприводом с редуктором, расположенным на верхней неподвижной защите.

Центральная колонна с постаментом для механизмов установлена в эксцентрично расположенное отверстие поворотного устройства также на шаровой опоре.

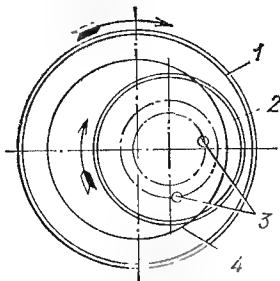


Рис. 6.4. Схема наведения механизмов перегрузки пакетов.

1 — поворотное устройство; 2 — центральная колонна; 3 — механизм перегрузки; 4 — граница зоны.

Лечение захватом пакета производится речным механизмом с отдельным электроприводом.

Механизмы СУЗ осуществляют подъем и опускание пакетов автоматического регулирования мощности реактора, аварийной защиты и температурной компенсации. Механизмы установлены в чехлы, расположенные в центральной колонне и на постаменте. СУЗ имеют речные механизмы перемещения штанг, которые приводятся в действие от электродвигателей, установленных в верхних частях чехлов пакетов.

Герметизация полости реактора от внешней среды в местах расположения шаровых опор поворотного устройства и центральной колонны осуществляется гидрозатворами, которые состоят из неподвижных кольцевых ванн и подвижных кольцевых ножей, входящих в их полости. Ванна гидрозатвора приварена к опорной обечайке корпуса, а нож — к обечайке поворотного устройства. Полости ванн заполнены герметизирующим сплавом олово — висмут, который защищен с наружной стороны от окисления специальной жидкостью. С внутренней стороны гидрозатворы сообщаются с полостью реактора, заполненной аргоном. Сплав в гидрозатворах во время работы реактора находится в замороженном состоянии, при вращении устройства и колонны — в расплавленном. Для расплавления сплава и поддержания его в расплавленном состоянии в ножи вмонтированы нагреватели.

Защитный колпак служит для локализации случайных выбросов радиоактивных газов при работе реактора. Колпак приварен к верхней неподвижной защите и закрывает поворотное устройство и централь-

ные механизмы перегрузки устанавливаются в два канала, находящихся в центральной колонне на разных радиусах от центра ее вращения. Механизм обеспечивает захватывание, подъем и опускание пакетов. Взаимным поворотом поворотного устройства и колонны механизмы перегрузки могут наводиться на любой пакет зоны, а также на гильзы элеваторов загрузки и выгрузки. Схема наведения механизмов перегрузки на пакеты представлена на рис. 6.4. Ближний к центру механизм перегрузки обслуживает центральную зону пакетов, дальний — периферийную зону и гильзы элеваторов. Захватывание, подъем и опускание пакетов производится захватным устройством, которое приводится в действие шариковинтовым механизмом с электроприводом. Управ-

ление колонну. В колпаке предусмотрена система вентиляции с подачей воздуха для охлаждения поворотного устройства, центральной колонны, постаментов и верхней неподвижной защиты. В верхней части колпака имеется люк для выемки центральной колонны и элементов, которые на ней установлены.

Отработанные пакеты механизмом перегрузки устанавливаются в гильзу элеватора выгрузки и поднимаются под вертикальный патрубок опоры элеваторов, который сообщается с внутренней полостью передаточного бокса и при работе реактора закрыт поворотным устройством с гидрозатвором (см. рис. 6.3). Аналогичный патрубок имеется и для элеватора загрузки. Транспортировка пакетов из гильзы элеватора в передаточный бокс осуществляется с помощью механизма передачи пакетов (МПП), размещенного в боксе.

Загрузка реактора пакетами осуществляется из барабана свежих пакетов последовательно механизмом передачи пакетов, далее элеватором загрузки и затем механизмом перегрузки. Загрузка барабана свежих пакетов производится непосредственно из центрального зала.

6.3. УКРУПНИТЕЛЬНАЯ СБОРКА КОРПУСА РЕАКТОРА

К началу укрупнительной сборки и монтажа корпуса реактора в центральном зале реакторного отделения должны быть закончены все основные строительные работы и выполнены проектные покрытия полов из нержавеющей листовой стали. Временное покрытие полов в целях соблюдения чистоты на период монтажных работ выполняется из пластика.

Перед монтажом корпуса производится укрупнительная сборка днища корпуса и страховочного кожуха, цилиндрической части, крышки корпуса с патрубками, опорного пояса и крышки корпуса с цилиндрической частью.

Укрупнительная сборка узлов корпуса производится в центральном зале аппаратного отделения на трех специальных плазах (рис. 6.5). Каждый сборочный плаз состоит из набора строганных чугуновых плит заводской поставки, выставленных с отклонением от горизонтальности не более 0,5 мм, что обеспечивает высокую точность производимых на них сборочных работ.

Каждое днище корпуса состоит из опорного кольца, десяти штампованных секторов и центральной части — шарового сегмента. Опорное кольцо днища страховочного кожуха, собираемое из четырех секторов, выставляется на 12 опорах высотой 800 мм, которые закреплены на сборочном плазе. В процессе сварки швов происходит их усадка, поэтому первоначально сектора устанавливаются на диаметре, большем номинального, с тем чтобы опорное кольцо после сварки приняло проектные размеры. В процессе сварки опорного кольца ведется непрерывный контроль за его деформациями и принимаются меры по их уменьшению. Для замеров деформаций кольца при сварке на плазе устанавливается 16 стоек с индикаторами часового типа. Восемь индикаторов служат для замеров негоризонтальности опорного кольца и восемь — для замеров диаметра.

Уменьшение сварочных деформаций достигается выбором способов и очередности сварки, порядком наложения сварочных валиков, наложением «ложных» валиков.

Сборка днища страховочного кожуха производится на стенде (рис. 6.6). Каждый сектор днища в нижней части крепится к трем опорам. В верхней части сектора прижимаются к внутренней обечайке

струбцинами. Элементы стенда крепятся к плитам плаза на болтах, для чего в плитах сверлятся отверстия и нарезается резьба. Совмещение кромок секторов днища выполняется с помощью приспособления (рис. 6.7).

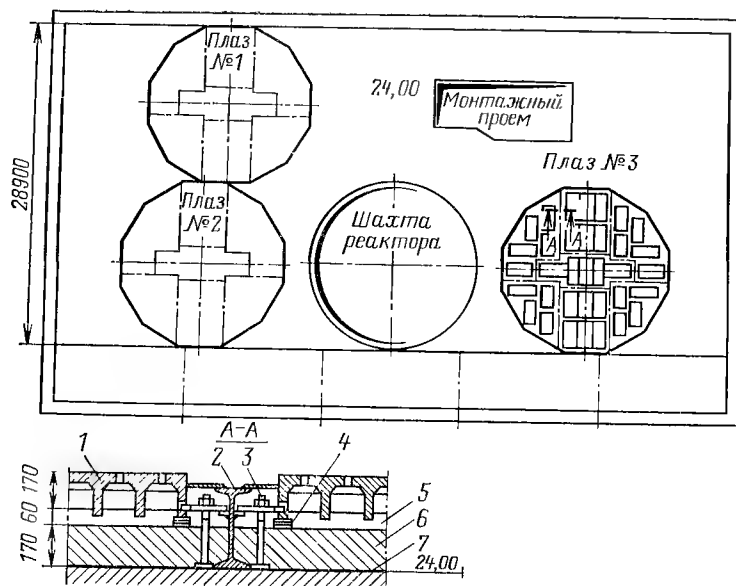


Рис. 6.5. Схема расположения плазов в реакторном цехе.
1 — плита чугунная; 2 — балка; 3 — крепежные болты; 4 — прокладки; 5 — раствор; 6 — железобетонная плита; 7 — толь в два слоя.

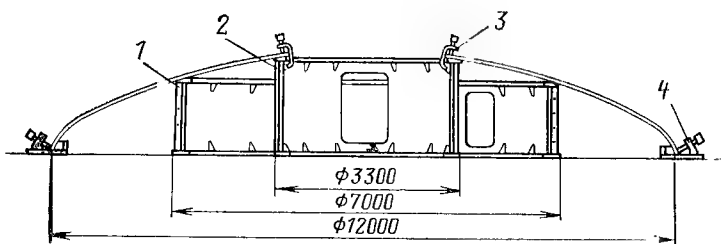


Рис. 6.6. Стенд для сборки днища.

1 — паружная обечайка; 2 — внутренняя обечайка; 3 — струбцина; 4 — опора.

В процессе сварки необходимо контролировать периметр кромок днища, по которой днище должно стыковаться с кромкой опорного кольца. Периметры стыкуемых кромок под сварку днища и опорного кольца должны быть равны, так как в противном случае при стыковке их совместить не удастся.

Для стыковки днища страховочного кожуха с опорным кольцом (рис. 6.8), установленного на тумбы, на плазе крепятся четыре стойки с гидродомкратами. Днище устанавливается на гидродомкраты вместе с внутренней обечайкой стенда. Зазоры между кромками днища и кольца регулируются гидродомкратами, а их совмещение выполняется приспособлением (рис. 6.7).

После приварки днища к опорному кольцу производят подгонку, установку и сварку в днище шарового сегмента.

Аналогичным способом выполняется укрупнительная сборка и днища корпуса. Сборка днищ на стендах производится в опрокинутом положении — куполом вверх. Для перевода днища в рабочее положение его необходимо перекантовать (рис. 6.9). Перекантованные днища собирают в единый блок через опорную обечайку, которая приваривается к опорным кольцам днищ.

Укрупнение цилиндрической части корпуса, состоящей из четырех обечаек, производят на стенде (рис. 6.10). Каждый из шести секторов обечайки устанавливают на две стойки и одну опору в строго вертикальное положение. Устранение овальности сваренных обечаек при их сборке в единый блок производят с помощью «паука», который представляет собой жесткую кольцевую конструкцию с отжимными винтами, устанавливаемую внутрь обечайки.

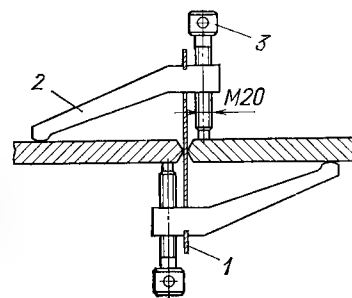


Рис. 6.7. Приспособление для совмещения кромок.

1 — пластина; 2 — упор; 3 — отжимный винт.

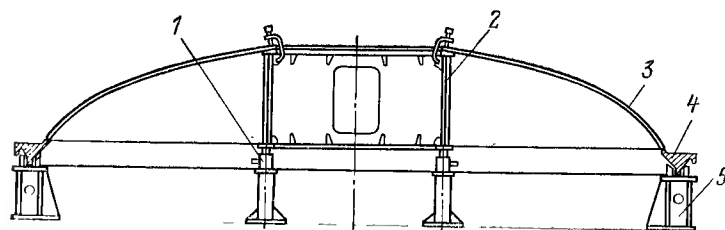


Рис. 6.8. Стыковка днища страховочного кожуха с опорным кольцом.
1 — гидродомкрат; 2 — внутренняя обечайка; 3 — днище; 4 — опорное кольцо; 5 — опора.

Основными сборочными элементами крышки являются двенадцать секторов конической части крышки толщиной 55 мм, фланец горловины корпуса и десять патрубков для установки опор насосов, теплообменников и элеваторов. Сборка и сварка крышки корпуса производится на стенде (рис. 6.11).

При подгонке патрубков к крышке в них вставляют крестовины, с помощью которых устраняют овальность патрубков. После сварки секторов крышки производят приварку фланца горловины корпуса и под-

говку патрубков. В процессе приварки фланца к крышке его горизонтальность контролируют индикаторами, установленными на раме, закрепленной на центральной стойке стенда.

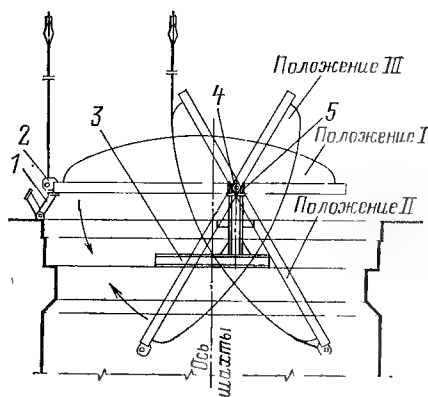


Рис. 6.9. Схема кантовки днища страховочного кожуха.

1 — откидной упор; 2 — проушина; 3 — опора; 4 — цапфа; 5 — гнездо.

рых производится выверка секторов плиты. При этом сектора выкладывают на опорах высотой 1,8 м, имеющие в верхней части отжимные винты для выверки секторов.

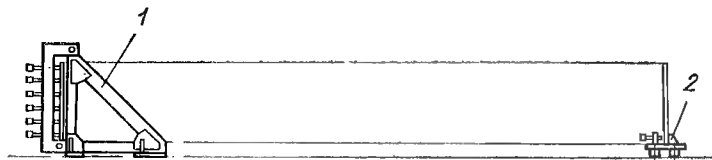


Рис. 6.10. Стенд для сборки обечаек корпуса.

1 — стойка; 2 — опора.

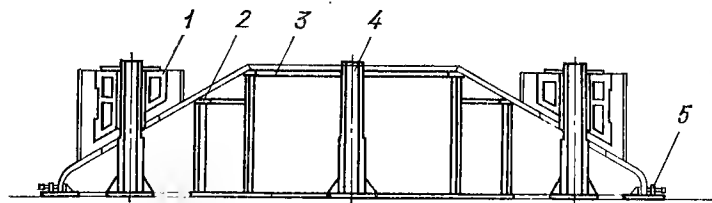


Рис. 6.11. Стенд для сборки крыши корпуса.

1 — крестовина; 2 — наружная обечайка; 3 — внутренняя обечайка; 4 — центральная стойка стенда; 5 — крепления сборочные.

На плазах производят раздельную сборку и сварку основания и верхней части опорного пояса. Совместная сборка и сварка производится в штатном положении на опорном кольце днища корпуса.

Сборка укрупненных крыши корпуса с цилиндрической частью корпуса производится на стенде, где укрупнялась цилиндрическая часть корпуса. Перед стыковкой крыши с верхней обечайкой цилиндрической части корпуса выполняют разметку монтажного припуска и обрезку плазмённым резаком с разделкой кромок под сварку и производят сварку.

6.4. МОНТАЖ КОРПУСА РЕАКТОРА

Монтаж корпуса производится мостовым краном центрального зала в шахте реактора. Установка укрупненных узлов корпуса и их взаимная стыковка и сварка выполняются в следующей последовательности: установка днища корпуса и страховочного кожуха, опорного пояса, цилиндрической части корпуса с крышкой, а также приварка к крышке корпуса патрубков. Окончательными операциями по монтажу корпуса являются гидравлика и испытание на устойчивость корпуса.

Укрупненный блок днища опускают в шахту реактора и устанавливают на катковые опоры, состоящие из двух горизонтально выставленных плит и расположенного между ними цилиндрического катка. Плиты катковых опор принабивают и затем крепят к опорным тумбам шахты реактора и к опорному кольцу днища страховочного кожуха.

Установленное в проектное положение днище подвергают гидравлическому испытанию на прочность и плотность. Заполнение полости между днищами производят химически обессоленной водой с добавлением в нее для полного обескислороживания глицерина и аммиака. Вначале днище испытывают пробным давлением $0,75 \text{ кгс/см}^2$ в течение 10 мин, затем рабочим давлением $0,5 \text{ кгс/см}^2$ с осмотром всех швов. Давление в полости создается за счет высоты водяного столба, заполняющего вертикальную трубу соответствующей высоты. После гидравлики днище испытывают на плотность гелиевым течеискателем. При этом в полости создается избыточное давление $0,5 \text{ кгс/см}^2$ гелиево-воздушной смеси с содержанием гелия 75% по объему. Контроль выполняется методом щупа.

Укрупненное основание и верхнюю часть устанавливают и вывешивают на опорном кольце днища корпуса и производят их сварку.

Укрупненный блок цилиндрической части корпуса с крышкой подвешивают мостовым краном в шахту аппарата и стыкуют с кромкой опорного кольца корпуса. Для доступа к стыку и возможности проведения сварки опорный пояс подвешивают гидродомкратами на высоту 400 мм над опорным кольцом и устанавливают на временные опоры. После сварки стыка опорный пояс опускают в проектное положение и устанавливают на 86 опорных винтах М105.

Установку патрубков крыши корпуса производят строго соосно посадочным отверстиям опорного пояса. Для этой цели на посадочные отверстия устанавливают заглушки с колоннами, которые проходят через отверстия диаметром 800 мм в крыше корпуса и служат для крепления крестовин с патрубками. После приварки патрубков в крыше механическим способом вырезают отверстия по их внутреннему диаметру.

Корпус реактора подвергают гидравлическим испытаниям на прочность, плотность и на устойчивость методом вакуумирования (рис. 6.12).

Перед испытаниями корпуса на все его патрубки и на центральную горловину устанавливают заглушки. При этом на заглушку центральной горловины дополнительно устанавливают груз массой 330 т (чугунные плиты), а на заглушку опоры элеватора — груз массой 20 т. Груз имитирует нагрузку на корпус от всех конструктивных элементов во время работы реактора. Заполнение корпуса химически обессолен-

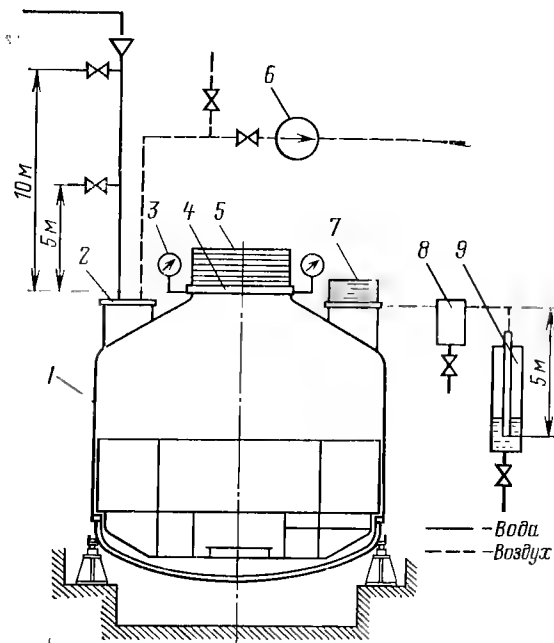


Рис. 6.12. Схема испытания корпуса на прочность и устойчивость.

1 — корпус; 2 и 4 — заглушки; 3 — манометр; 5 и 7 — груз; 6 — вакуумный насос; 8 — ловушка; 9 — гидрозатвор.

ной водой производят через воронку вертикальной трубы, врезанной в один из патрубков крыши.

Труба имеет два штуцера с вентилями, которые расположены на высоте 5 и 10 м от фланца корпуса. После заполнения корпуса уровень воды в трубе поднимается до верхнего штуцера, что соответствует давлению испытания корпуса на прочность 1 кгс/см². При этом давлении корпус выдерживают в течение 10—15 мин, после чего уровень воды в трубе снижается до нижнего штуцера, что соответствует давлению в корпусе 0,5 кгс/см², и производят осмотр сварных швов.

Контроль давления в корпусе выполняют по двум манометрам, врезанным в центральную заглушку корпуса. После опорожнения и осушки производят испытание корпуса на устойчивость при разрежении 380 мм рт. ст. для проверки работоспособности корпуса при понижении давления, которое может произойти во время работы реактора. Разрежение в корпусе создается вакуумным насосом и контролируется мановакуумметрами, которые устанавливают вместо манометров. При этом вода гидрозатвора поднимается в трубу высотой 5 м и в случае превышения допустимого разрежения в корпусе выплескива-

ется в ловушку. При давлении 0,5 кгс/см² с помощью установленных тензодатчиков производят замеры деформаций и напряжений, которые возникают в корпусе.

6.5. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ВНУТРИ КОРПУСА РЕАКТОРА

В период монтажа оборудования внутри корпуса предъявляются исключительно высокие требования к чистоте в монтажной зоне, в то же время необходимо смонтировать верхнюю неподвижную защиту (см. рис. 6.3, поз. 15), передаточный и обмывочный боксы, которые связаны с большим объемом газовой резки и сварки, бетонированием отсеков защиты и засыпкой боксов чугунной дробью, масса которой составляет около 1500 т. Поэтому в период выполнения этих работ необходимо плотно закрывать все патрубки, через которые внутренняя полость корпуса сообщается с центральным залом.

Наиболее важными узлами, которые монтируют внутри корпуса, являются: тепловые экраны, опоры насосов и теплообменников, напорная камера, блоки напорных трубопроводов и внутренняя боковая защита. По окончании монтажа этих узлов корпус реактора закрывают поворотным устройством и центральной колонной.

Для соблюдения чистоты необходимо исключить проведение в корпусе подгоночных работ, связанных с резкой и шлифовкой металла. Поэтому все элементы, имеющие монтажные припуски, проходят на плазах контрольную сборку, в процессе которой выполняют подгоночные работы, обеспечивающие проектное положение в корпусе реактора.

Верхнюю часть (крышу) теплового экрана, собранную на плазе и установленную на опорный пояс, в процессе монтажа корпуса (до установки цилиндрической части корпуса с крышей) поднимают через патрубки и на временных подвесках устанавливают в проектное положение. Выполняют замеры расстояний от нижней кромки до верхнего листа опорного пояса и по результатам замеров определяют монтажные припуски и готовят разделку под сварку на секторах цилиндрической части наружного теплового экрана. В корпусе реактора выполняют лишь сварку экрана.

Средний и внутренний тепловые экраны также проходят контрольную сборку на плазе, в процессе которой выполняют подгоночные работы с учетом фактического положения в корпусе уже смонтированных при этом опор насосов и наружного теплового экрана. После этого крыши экранов собирают из отдельных секторов в корпусе реактора и далее монтаж среднего и внутреннего экранов ведут аналогично наружному.

За наружным тепловым экраном устанавливают опоры насосов, состоящие из верхних и нижних частей. В процессе приварки патрубков к крыше корпуса возможны их смещения относительно посадочных отверстий в верхнем листе опорного пояса. Величины этих смещений измеряют и по результатам замеров на заводе-изготовителе производят механическую обработку посадочных мест нижних частей опор, с тем чтобы после установки их в проектное положение осевые линии опор и патрубков совпали. В связи с тем что нижние части опор насосов по диаметру больше патрубков, их подачу в корпус осуществляют мостовым краном через центральную горловину и далее на тележке перемещают к месту установки. Верхние части опор насосов опускают в корпус, где проводят их стыковку и сварку с нижними частями. Собранные таким образом опоры насосов устанавливают в проектное положение и приваривают к опорному поясу.

Опоры теплообменников собирают из двух частей на плазе и устанавливают на посадочные места опорного пояса и приваривают к ним. Напорную камеру устанавливают на фланец основания опорного пояса и крепят с помощью шпилек. При этом негоризонтальность верхней плиты камеры не должна превышать 0,2 мм на 1 м, а отклонение ее центра от оси горловины — 2 мм.

Выверку напорной камеры в горизонтальную плоскость осуществляют за счет механической обработки опорной поверхности фланца. К шести патрубкам напорной камеры стыкуют блоки напорных трубопроводов, которые через тройники попарно подстыкуют к опорам насосов. Напорные трубопроводы снаружи закрывают плотными страховочными кожухами, которые предотвращают вытекание натрия в случае разуплотнения трубопроводов.

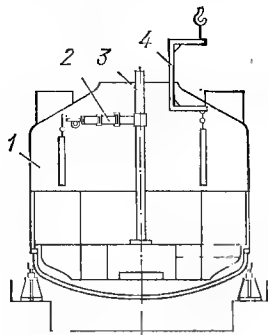


Рис. 6.13. Схема монтажа элементов внутрикорпусных устройств.

1 — корпус реактора; 2 — складывающаяся стрела; 3 — стойка; 4 — грузовая скоба.

а также стрелы вокруг стойки лебедка может обслуживать всю зону монтажа защиты. Элементы защиты подают в корпус в контейнерах на приемную площадку мостовым краном. Основной объем защиты реактора составляют трубы, заполненные графитом, и стержни, масса элементов которых не превышает 500 кг. Более тяжелые элементы внутрикорпусных устройств целесообразно монтировать мостовым краном с помощью грузовых скоб. Скобу подвешивают к краю крана, к нижней ее части строят монтируемую деталь или сборку, которую затем подают к месту ее монтажа под свод крыши корпуса.

Все работы, связанные с большим объемом сварки и наплавки сварных швов, выполняют до установки элементов защиты. После зоны монтажа тщательно очищают от плака и пыли и только после этого начинают чисто сборочные работы, в процессе которых применяется аргонодуговая сварка лишь в незначительных объемах.

Трубы с графитом и стержни фиксируют в корпусе реактора с помощью дистанционирующих решеток, которые на болтах крепят к деталям, привариваемым к опорному поясу. Для соблюдения чистоты в корпусе решетки устанавливают дважды. Вначале решетки монтируют и выверяют в проектное положение на временных опорах. При этом несоосность отверстий решеток для фиксации труб не должна превышать 3 мм на высоте 4,8 м. По отверстиям решеток, предназначенным для установки болтов, производят подгонку деталей, которые приваривают к опорному поясу и которые служат для крепления решеток. После этого решетки удаляют из корпуса, производят приварку деталей к

оборному поясу. Повторную установку решеток производят в процессе монтажа труб с графитом и стержней без выполнения сварочных работ.

Для выполнения работ внутри корпуса реактора монтируют временную приточную и вытяжную вентиляцию. При этом приточная вентиляция должна обеспечивать в корпусе некоторое избыточное давление для предотвращения попадания в зону монтажа пыли из центрального зала.

К системе перегрузки реактора относятся поворотное устройство, центральная колонна с механизмами перегрузки, элеваторы загрузки и выгрузки и механизмы передачи пакетов, установленные в передаточном и обмывочном боксах.

Поворотное устройство (см. рис. 6.3, поз. 16) имеет массу 100 т и собирается из трех блоков, которые крепят между собой с помощью болтов и шпилек. Сборку устройства производят на плазе с использованием опор, которые применяют при укрупнительной сборке днища корпуса. Перед установкой устройства в проектное положение к опорной обечайке горловины корпуса приваривают ванну гидрозатвора, а на опорный бурт обечайки укладывают шары диаметром 60 мм с сепараторами. Поворотное устройство мостовым краном с помощью траверсы устанавливают на шары опорной обечайки и к ней приваривают нож гидрозатвора. На верхней неподвижной защите монтируют электропривод с редуктором поворотного устройства.

Центральную колонну (см. рис. 6.3, поз. 12) собирают также из трех блоков, на специальном стенде, который в случае необходимости дает возможность проводить ее ремонт в период эксплуатации реактора. Центральную колонну собирают на стенде в вертикальном положении, при этом нижнюю и среднюю части колонны устанавливают на домкраты, а верхнюю — на опорное кольцо стенда. С помощью домкратов производят последовательную стыковку блоков. Такая технология сборки диктуется тем, что нижняя часть колонны покрыта теплоизоляцией из тонкой стальфолы и опорой для средней и верхней частей служить не может.

В процессе сборки колонны производят установку чехлов каналов СУЗ, термопар и механизмов перегрузки. На верхнюю плиту колонны устанавливают постамент для СУЗ, в котором монтируют механизмы подъема направляющих труб. Направляющие трубы являются связующим звеном между каналами активной зоны, в которых размещаются пакеты СУЗ, и каналами центральной колонны. Монтаж центральной колонны также выполняют мостовым краном с помощью траверсы, после чего к ней приваривают нож гидрозатвора. Электропривод с редуктором колонны монтируют на верхней плите поворотного устройства.

Для сборки, наладки и хранения механизмов СУЗ, перегрузки, передачи пакетов и элеваторов в центральном зале реакторного отделения предусмотрены специальные стенды с площадками для обслуживания. Стенды имеют посадочные места для установки механизмов, а также для их основных сборочных элементов. Механизмы СУЗ имеют длину около 13,5 м и состоят из двух частей. Во избежание образования недопустимого прогиба кантовку частей механизма СУЗ производят в жесткой конструкции, в ложементе. После вывода в вертикальное положение ложемент подвешивают к площадке стенда, элемент механизма снимают и устанавливают на посадочное место. После укрупнительной сборки механизм СУЗ опускают в чехол, который имитирует рабочий канал реактора, предназначенный для установки данного механизма. В нижней части чехла стенда расположен пакет-ими-

татор, с помощью которого производят проверку работоспособности механизма СУЗ и его отладку. После этого механизм устанавливают в рабочий канал центральной колонны и постамент.

В проектном положении все механизмы СУЗ проходят повторную проверку работоспособности, после чего их монтаж считается законченным. Аналогичную сборку на стенде проходят и механизмы перегрузки. Элеваторы загрузки и выгрузки собирают на стенде в вертикальном положении. Опоры стенда, в которые устанавливают собранные элеваторы, имеют шарниры, с их помощью элеваторы на стенде можно устанавливать под тем же углом, под которым они расположены в реакторе. При этом нижние концы направляющих штанг фиксируются упорами стенда, аналогичными имеющимся на подпорке. В этом положении производят испытания и отладку элеваторов.

Монтаж элеваторов выполняют с помощью направляющей фермы, которую устанавливают параллельно наклонной трубе опоры элеваторов. Собранный и отлаженный элеватор устанавливают на ферму, с помощью лебедки заводят в реактор и фиксируют в нижней части на штыре подпорки. В корпусе реактора производят окончательную регулировку перемещения каретки с гильзой, в которой пакет транспортируют от механизма перегрузки к механизму передачи пакетов (МПП) и наоборот.

Разметку положения механизма передачи пакетов и передаточном боксе производят по фактическому расположению вертикальных труб опоры элеваторов. В соответствии с этой разметкой в боксе устанавливают и крепят опорную колонну МПП.

Далее выполняют монтаж поворотной рамы и колонны с рейкой и захватным устройством и проверяют соосность захватного устройства с вертикальными трубами опоры элеваторов. По захватному устройству производят выверку проходов, через которые бокс сообщается с барабанами свежих и отработанных пакетов, и самих барабанов.

Выверку МПП в обмывочном боксе производят по фактическому положению барабанов. В связи с тем что укрупнительную сборку механизмов передачи пакетов производят на их штатных местах, испытания и отладку на стенде проходят отдельные элементы МПП. В период пусконаладочных работ производят комплексное опробование всех смонтированных механизмов.

Часть III. Паровые турбины, насосы и трубопроводы

Раздел седьмой

МОНТАЖ ТУРБОУСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

7.1. ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ И УСЛОВИЯ ИХ ПОСТАВКИ

Паровые турбины, предназначенные для привода двухполюсных электрических генераторов переменного тока, изготавливаются в соответствии с ГОСТ 3618-76 и поставляются заводами-изготовителями заказчикам по техническим условиям (табл. 7.1—7.3).

Турбины по требованию ГОСТ должны допускать длительную работу при установленных отклонениях начальных параметров и температуры пара после промежуточного перегрева от их номинальных значений (табл. 7.4) и соответствовать установленным пределам регулирования абсолютного давления пара в отборе и противодавления для турбин с регулируемым отбором пара и с регулируемым противодавлением (табл. 7.5).

Номинальная мощность турбин Т и ПТ должна обеспечиваться при уменьшении теплофикационного отбора до нуля, турбин ПР и ТР с номинальным абсолютным давлением за турбиной (противодавлением) — при повышении противодавления до верхнего предела его регулирования.

Отбором считается количество пара, которое отдается турбиной для внешнего теплового потребителя сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды. Номинальным отбором называется отбор, который должен обеспечиваться при номинальной мощности турбины, номинальных значениях всех остальных параметров и минимальном расходе пара в конденсатор (определяемом предельно допустимой температурой выхлопного патрубка турбины) для турбин П, Т и ПТ, а для турбин ПР и ТР — отборы, которые должны обеспечиваться при номинальной мощности и номинальных значениях всех остальных параметров.

Заводы-изготовители гарантируют надежную и экономичную работу турбины и поставляемого с ней вспомогательного оборудования при соблюдении инструкции по эксплуатации в течение 24 мес со дня пуска турбины в эксплуатацию, но не более 36 мес со дня поступления к потребителю.

Завод-изготовитель выполняет необходимые работы на время хранения оборудования антикоррозионные покрытия внутренних поверхностей выхлопных патрубков турбины и конденсатора, обеспечивает качественное покрытие картеров подшипников и масляного бака маслястойкой краской.

Таблица 7.1. Турбины

Марка турбины	Завод-изготовитель	Мощность, МВт		Параметры пара и воды					
				начальные, пара		до и после промпрегрева		температура, воды °С	
		номинальная	максимальная	давление, кгс/см²	температура, °С	давление, кгс/см²	температура, °С	питательной после регенеративного подогрева	охлаждающей
Турбины для ТЭС									
К-1200-240-3	ЛМЗ	1200	1380	240	540	39,8/35,8	294/340	274	12—15
К-800-240-3	ЛМЗ	800	870	240	540	38,5/34,1	289/340	274	12—15
К-500-240-2	ХТГЗ	500	510	240	540	41,5/37,2	289/340	265	12—15
К-500-130-2	ЛМЗ	500	510	130	510	36,9/31,8	339/510	240	12—15
К-300-240-1	ЛМЗ	300	310	240	560	40/36	315/565	265	12—15
К-300-240-2	ХТГЗ	300	310	240	560	40/35	289/340	274	12—15
К-210-130-3	ЛМЗ	210	215	130	565	25,7/23,6	347/565	240	12—15
К-100-90-7	ЛМЗ	110	115	90	535	—	—	227	12—15
Турбины для АЭС									
К-1000-60/1500	ХТГЗ	1000	1030	60	274,3	11,44/10,7	—/250	223	15
К-750-65/3000	ХТГЗ	750	—	65	280	5,4/5,1	—/263	185	12
К-500-65/3000	ХТГЗ	500	542	65,4	280,4	3,62/3,0	—/263	168	12
К-500-60/1500	ХТГЗ	500	531	60	274	11,7/10,7	—/250	223	15
К-220-44	ХТГЗ	220	236	44	255	3,1/2,9	—/240	225	12

паровые конденсационные

Расход пара номинальный, т/ч	Количество регенеративных отборов, шт.	Количество цилиндров, шт.	Количество ступеней, шт.			Количество конденсаторов, шт.	Длина турбины, м	Масса турбины без конденсатора, т	Удельный расход тепла, гарантируемый, ккал/(кВт·ч)
			ЦВД	ЦСД	ЦНД				
3660	9	5	8	2×8	3×2×5	4	47,9	3093	1827
2450	8	5	12	2×9	3×2×5	4	39,7	1300	1830
1595	9	4	10	11	2×2×5	2	29	1100	1841
1670	6	4	6	8	2×2×5	2	28	880	2040
890	8	8	12	17	2×5	1	21,3	690	1840
865	9	8	11	17	2×5	1	22	625	1840
592	7	3	12	11	2×4	2	20,3	581	1920
420	8	2	20	—	2×5	2	14,7	5283	2170
6430	7	5	2×7	2×4	3×2×5	6	57,4	3500	2180
—	—	5	2×6	—	4×2×5	1	40,6	—	2550
2914	7	5	2×5	—	4×2×5	4	40	1570	2652
3026	7	2	12	—	2×4	2	25,3	1400	2585
1467	8	3	6	—	2×2×5	2	23,2	750	2720

Таблица 7.2. Турбины паровые конденсационные

Марка турбины	Завод-изготовитель	Мощность, МВт		Параметры пара				Температура воды, °С	
		номинальная	максимальная	начальные		давление регулируемых отборов, кгс/см²		питательной после регенеративного подогрева	охлаждающей
				давление, кгс/см²	температура, °С	производственный	тепловой		
T-250/300-240-2	УТМЗ	250	300	240	540/540	—	0,6—2,0	270	20
T-180/210-130	ЛМЗ	180	210	130	540/540	—	0,5—2	248	27
T-175/210-130	УТМЗ	175	210	130	555	—	0,5—3	230	20
T-110/120-130-3	УТМЗ	110	120	130	555	—	0,5—2,5	230	20
T-50-130-6	УТМЗ	50	60	130	555	—	0,5—2,5	230	20
ПТ-135-165-130/15	УТ	135	165	130	555	12—21	0,4—2,5	230	20
ПТ-80/100-130/13	ЛМЗ	80	100	130	555	10—16	0,3—2,5	250	20
ПТ-50/60-130/7	УТМЗ	50	60	130	555	5—10	0,4—2,5	250	20
ПТ-60/75-130/13	ЛМЗ	60	75	130	555	10—16	0,7—2,5	240	20
ПТ-60/75-50/13	ЛМЗ	60	75	50	535	10—16	0,7—2,5	240	20
ПТ-25-90/10	КТЗ	25	30	90	535	10	1,2—2,5	215	20
ПТ-12/15-90/10	КТЗ	12	15	90	535	10	1,2	145	20
ПТ-12/15-35/10	КТЗ	12	15	35	435	10	1,2	150	20

Примечания: 1. Турбина Т-250/300-240-2 имеет промперегрев пара при мощности 250 000 кВт 1912 ккал/(кВт·ч).
2. Турбины Т-175/210-130 без промперегрева, удельный расход

с регулирующими отборами пара

Расход номинальный, т/ч			Количество регенеративных отборов, шт.	Количество цилиндров, шт.	Количество ступеней, шт.			Количество конденсаторов, шт.	Длина турбины, м	Масса турбины без конденсатора, т	Удельный расход пара при номинальном режиме, кг/(кВт·ч)
свежего пара	отбора производственного пара	отбора теплофикационного пара			ЦВД	ЦСД	ЦНД				
945	—	627	9	4	12	10 2×6	2×3	1	26,6	902	3,60
656	—	460	7	3	12	11	2×4	1	20,7	536	3,65
745	—	520	7	3	13	9	2×3	2	26,6	650	4,25
445	—	310	7	3	9	14	2×2	2	18,3	415	4,45
245	—	180	7	2	9	—	16	1	13,6	254	4,90
750	350	210	7	2	13	—	12	1	15,3	435	5,30
450	185	132	7	2	17	—	13	1	14,8	305	5,60
274	118	76	7	2	9	—	15	1	13,6	258	5,48
350	140	100	7	2	17	—	13	1	14,2	299	5,85
301	165	115	7	2	15	—	13	1	14,2	267	6,51
159	70	50	5	1	19	—	—	1	6,1	59,8	6,36
82	35	25	5	1	19	—	—	1	—	39	6,85
109	50	40	6	1	17	—	—	1	—	36,2	9,07

$p = 41/37$ кгс/см², $t = 565^\circ\text{C}$; удельный расход тепла на конденсационном режиме
тепла на конденсационном режиме при мощности 210000 кВт 2100 ккал/(кВт·ч).

Завод-изготовитель гарантирует монтажную сборку турбин с повторением на месте монтажа стеновой сборки без подгоночных работ. Устранение всех выявленных в течение монтажа и гарантийного срока заводских дефектов оборудования производится заводом-изготовителем и за счет его средств. Если по взаимному соглашению эти де-

Таблица 7.3. Турбины ТЭС паровые с противодавлением

Марка турбины	Завод-изготовитель	Мощность, МВт		Параметры свежего пара		Противодавление (номинальное), кгс/см ²	Расход пара номинальный, т/ч	Регулируемый отбор		Количество ступеней, шт.	Масса, т
		номинальная	максимальная	давление, кгс/см ²	температура, °С			давление, кгс/см ²	номинальный расход пара, т/ч		
Турбины с противодавлением											
P-100-130/15	УТМЗ	100	107	130	565	15	760	—	—	13	184
P-50-130	ЛМЗ	40	60	130	565	10-18	170	—	—	17	135
P-40-130/31	УТМЗ	40	43	130	565	31	461	—	—	9	111
P-12-90/31	КТЗ	12	12,3	90	535	31	189	—	—	5	20,7
P-12-90/18	КТЗ	12	12,8	90	535	18	131	—	—	7	22
P-12-90/13	КТЗ	12	—	90	535	13	113	—	—	8	22
P-12-90/7	КТЗ	12	—	90	535	7	87	—	—	9	24,8
P-12-35/5	КТЗ	12	12,8	35	435	5	114,7	—	—	9	25
P-6-35/10	КТЗ	6	6,6	35	435	10	93,5	—	—	6	17,5
P-6-35/5	КТЗ	6	6,4	35	435	5	66,6	—	—	9	17,5
P-6-35/3	КТЗ	6	—	35	435	3	50,5	—	—	10	17,5
P-4-35/5	КТЗ	4	4,3	35	435	5	44,8	—	—	9	13,5
P-2,5-35/3	КТЗ	2,5	2,75	35	435	3	22,6	—	—	11	13,7

Турбины с противодавлением и регулируемым производственным отбором

ТР-110-130	УТМЗ	110	—	130	655	0,9	3,0	—	—	—	—
ПР-25-90/10/1,2	УТМЗ	25	—	90	535	1,2	160	10	65	23	109
ПР-12/15-90/15/7	КТЗ	12	15	90	535	7	101	15	75	10	32
ПР-6-35/15/5	КТЗ	6	—	35	435	5	63	15	35	9	19
ПР-6-35/10/5	КТЗ	6	—	35	435	5	63	10	50	9	19
ПР-6-35/10/1,2	КТЗ	6	—	35	435	1,2	42	10	50	10	21
ПР-6-35/5/1,2	КТЗ	6	—	35	435	1,2	42	5	40	10	21

фекты устраняются заказчиком, то оплата производится по калькуляциям на устранение дефектов.

Турбины подвергаются следующим испытаниям: стендовым на заводе-изготовителе, на холостом ходу при полных оборотах, сдаточным под нагрузкой на ТЭС и гарантийным.

Из вспомогательного оборудования на стенде завода-изготовителя испытываются только основные эжекторы.

Заводы-изготовители поставляют узлы турбины, которые могут быть транспортными в собранном виде, без последующей разборки на монтаже и во всех случаях, когда это допускается отсутствием раскопсервации и отсутствием внутри узла соединений с другими деталями. Должны поставляться в собранном виде без разборки, ревизии и гидравлических испытаний на монтаже подогреватели, эжекторы, охладители дренажей, охладитель пара из уплотнений, маслоохладители.

Таблица 7.4. Допустимые отклонения начальных параметров и температуры промпрегрева пара

Начальные параметры пара				Температура промежуточного перегрева пара, °С	
Абсолютное давление, кгс/см ²		Температура, °С		Номинальная	Предельное отклонение
Номинальное	Предельное отклонение	Номинальная	Предельное отклонение		
35	+2 -3	435	+10 -15	—	—
90	5	535	+5 -10	—	—
130		565		565	+5 -10
130		555		—	—
130		540		540	+5 -10
130		510		510	
240		560		565	
240			540	540	—

Таблица 7.5. Пределы регулирования абсолютного давления пара

Номинальное абсолютное давление пара в отборах и абсолютное давление пара за турбиной, кгс/см ²	Пределы регулирования абсолютного давления пара в отборах и абсолютного давления пара за турбиной (противодавление), кгс/см ²	
	нижний	верхний
0,9	0,5; 0,6	2,0; 2,5; 3,0
1,0	0,5; 0,6	1,5; 2,0; 2,5
1,2	0,7	2,5
3,0	2,0	4,0
5,0	4,0	7,0
7,0	5,0	9,0
10,0	8,0	13,0
13,0	10,0	16,0
15,0	12,0	18,0
31,0	29,0	33,0

Маслопроводы диаметром 80 мм и выше поставляются очищенными от сварочного гратта, окалины, коррозии, с заглушенными концами, фланцы — с приваренными короткими патрубками и не требуют шабровки на монтаже.

При проверке фундамента выявляется соответствие фактических размеров данным чертежей. В фундаменте не должно быть раковин и трещин. Расположение фундамента проверяют по отношению к зданию

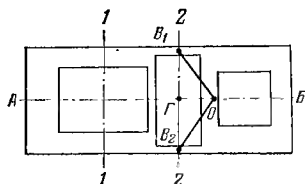


Рис. 7.1. Разметка положения осевых линий фундамента под турбоагрегат. АБ — продольная ось; 1-1 — поперечная ось генератора; 2-2 — поперечная ось конденсатора (конденсаторной группы).

или осям соседних агрегатов. Проверке подлежат расположение, форма и глубина колодцев, а также высотные отметки опорных поверхностей фундамента под рамы турбины, генератора, опоры конденсатора. Результаты проверки фиксируют актом.

Основными осями фундамента являются продольная ось AB (рис. 7.1) и поперечная ось 2-2, соответствующие продольной оси турбо-

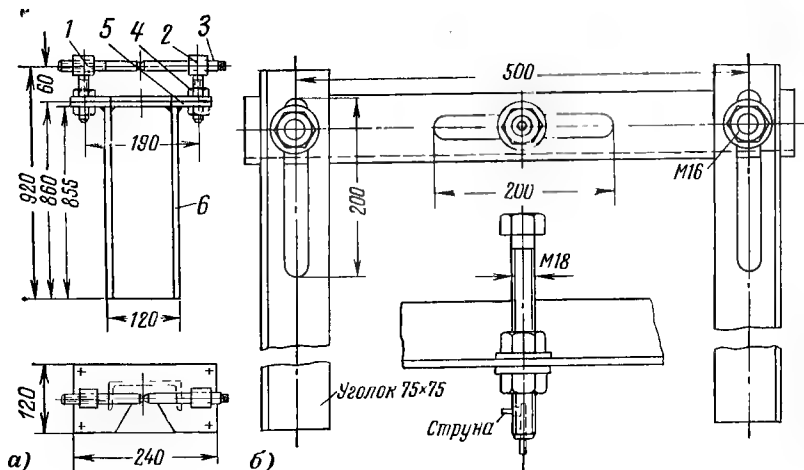


Рис. 7.2. Приспособления для крепления струны.

a — с грузом; *б* — без груза; *1* — стойка левая; *2* — стойка правая; *3* — винт;
4 — гайка М16; *5* — основание; *6* — швеллер № 12.

агрегата и оси конденсатора. Приспособление для крепления струн приведено на рис. 7.2. В качестве струны применяется стальная рояльная проволока диаметром 0,3—0,5 мм, натяжной груз 21 кг.

Выборка турбины на фундаменте производится по установленным допускам (табл. 7.6).

Т а б л и ц а 7.6. Отклонения размеров фундаментов турбоагрегатов

Наименование	Отклонение, мм
Положение фактических осей фундамента по отношению к проектному	± 20
Размеры фундамента в плане	± 30
Высотные отметки фундамента без учета высоты подливки	-30
Размеры уступов в плане	-20
Размеры колодцев для анкерных шпилек в плане	$+20$
Отметки уступов в выемках и колодцах	-20
Положение осей колодцев по отношению к фактическим осям фундамента	± 5
Глубина колодцев	$+50$
Положение отвеса, установленного по центру анкерного колодца в плане	Расстояние от отвеса до любой стенки колодца по всей его длине должно быть не меньше двух диаметров анкерной шпильки

Фундаменты под турбоагрегаты сооружаются приспособленными для установки опор фундаментных рам непосредственно на бетон или на закладные плиты.

Установка закладных опорных плит на фундаменте производится монтажной организацией до окончания бетонирования верхней плиты фундамента (табл. 7.7—7.10).

Введение стандартной универсальной постоянной подкладки увеличивает индустриализацию монтажа турбин, снижает объем шабровочных работ, позволяет внедрить специальные приспособления для замеров толщины подкладок и обработки их на станке.

Опорные поверхности закладных плит должны иметь уклон в 30—40 делений уровня «Геологоразведка» в ту сторону, где будет устанавливаться постоянная подкладка. Показания уровня, расположенного поперек опорных брусьев, не должны превышать трех—пяти делений.

Закладные плиты устанавливаются групповым способом при помощи инвентарных вспомогательных рам, к которым крепятся болтами (рис. 7.3).

Необходимый уклон закладных плит выдерживается установкой подкладок между вспомогательной рамой и закладной плитой или уклоном самой рамы. После выверки положения и уклонов закладные

Таблица 7.7. Закладные плиты и постоянные подкладки для турбин ЛМЗ

ОСТ или нормаль		Наименование	Марка турбины													
			К-1200-240		К-800-240		К-300-240		К-210-130		К-100-90		ПТ-60-130; ПТ-60-90		Р-50-130	
			Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг
01	ОСТ 34-42-468-80	Плиты сварные опорные закладные симметричные	61	992	22	31	—	—	4	62	8	124	12	186	16	248
02			62	1228	2	0	26	515	28	554	12	238	22	436	22	436
05			2	61	60	1824	—	—	8	243	8	213	—	—	—	—
06			—	—	114	5152	—	—	—	—	24	852	17	60	2	71
07			—	—	—	—	—	—	30	1215	2	83	4	166	4	166
08			—	—	—	—	43	1911	—	—	—	—	6	251	—	—
01	ОСТ 34-42-169-80	То же несимметричные	—	—	1	39	8	78	—	—	16	156	—	—	—	—
02			—	—	—	—	—	—	24	298	—	—	—	—	—	—
03			—	—	—	—	—	—	2	31	—	—	2	31	—	—
08			—	—	—	—	—	—	—	—	2	72	—	—	—	—
09			—	—	—	—	24	1051	—	—	—	—	—	—	—	—
01	ОСТ 34-42-170-80	То же для установок динамометров	—	—	21	62,4	—	—	12	31,2	8	20,8	6	15,6	—	—
02			48	171	24	72	—	—	—	—	6	18	2	6	—	—

Продолжение табл. 7.7

ОСТ или нормаль		Наименование	Марка турбины													
			К-1200-240		К-800-240		К-300-240		К-210-130		К-100-90		ПТ-60-130; ПТ-60-90		Р-50-130	
			Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг
	11-10000	Плиты опорные закладные	2	53,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	11-12000		8	153,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	11-13000		192	8717	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	ОМ-205415		—	—	10	275	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	ОМ-205416		—	—	2	51,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	ОМ-205418		—	—	2	55,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
01	ОСТ 34-42-474-80	Подкладки постоянные	—	—	4	22	—	—	4	22	20	108	6	32	8	44
03			16	112	4	28	56	392	26	182	—	—	—	—	—	—
05			—	—	—	—	—	—	—	—	4	29	8	58	8	58
06			26	243	2	18,6	112	1042	88	818	68	632	68	632	34	316
07			—	—	—	—	—	—	8	102	8	102	—	—	—	—
08			—	—	60	888	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
09			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	68	—	—
06			—	—	2×114	2027	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

[illegible]

плиты приваривают через стальные прутки к арматуре фундамента. Закладные плиты подливают бетоном до основания опорных брусков. Через 7—10 дней после бетонирования вспомогательные рамы удаляют. Качество заливки в подозрительных местах проверяют контрольной подрубкой бетона.

Т а б л и ц а 7.8. Закладные опорные плиты и постоянные подкладки для турбин УТМЗ

Отрасль в ые нормативы номера чертежей		Марка турбины							
		Т-250-240		ПТ-135-130		Т-110-130		ПТ-50-130/7; Т-50-130	
Обозначение	Наименование	Количество, т.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг
02 ОСТ-34-42-68-480	Плиты опорные закладные симметричные	44	871	32	631	44	871	35	693
07 ОСТ 34-42-468-80		—	—	—	—	26	1079	13	537
08 ОСТ 31-12-468-80		56	2731	14	633	—	—	—	—
01 ОСТ 34-12-469-80	Плиты опорные закладные несимметричные	8	78,1	10	98	—	—	—	—
02 ОСТ 31-42-469-80		12	119	8	99	—	—	6	74
11-41000 11-11001	Плиты закладные	—	—	8	284	—	—	—	—
СТ 201452		2	53	4	142	—	—	—	—
СТ 201453		2	120	—	—	—	—	—	—
СТ 201450		2	107	—	—	—	—	—	—
СТ 201911		—	—	—	—	4	132	2	66
СТ 201942		—	—	—	—	4	132	2	66
СТ 208781		2	107	—	—	—	—	—	—
СТ 208783		2	93	—	—	—	—	—	—
СТ 208784	2	120	—	—	—	—	—	—	
01 ОСТ 31-2-471-80	Подкладки постоянные	12	79	4	24	—	—	—	—
04 ОСТ 31-42-71-80		12	84	8	56	—	—	10	70
06 ОСТ 31-12-474-80		168	1562	60	588	10	963	53	493
07 ОСТ 34-42-474-80		4	51	—	—	—	—	10	127
MT-19669		—	—	—	—	2×8	12	4	6
MT-201451		2	46	—	—	8	38	2×4	19
MT-208782		2	46	—	—	—	—	—	—
11-42000		—	—	4	68	—	—	—	—
11-42001		—	—	8	176	—	—	—	—

При необходимости обработки опорных брусьев закладных плит после подливки максимальный снимаемый слой металла определяется по формуле

$$x = kaI,$$

где x — максимальный снимаемый слой металла, мм; k — цена деления уровня, мм/м; a — разность необходимого и фактического чисел делений уровня; I — длина опорных брусьев, м.

Таблица 7.9. Закладные опорные плиты и постоянные подкладки для генераторов ЛЭО „Электросила“

Обозначение чертежа	Наименование детали	Коли- чество, шт.	Масса, кг
Турбогенератор ТВВ-1200-2			
11-6000	Плита закладная	16	1054
11-6000-01		8	527
11-6000-02		8	527
11-7000		16	922
11-8000		2	34
11-9000		2	76
11-20000	Подставка	2	123
11-21000		2	204
11-14000	Постоянная подкладка	64	2080
11-14000-01		36	1019
11-14000-02		4	40
Турбогенератор ТВВ-800-2			
ОМ-205427	Плита закладная	24	1152
ОМ-205430		2	62
ОМ-205432		8	334
ОМ-205434		6	156
419054		32	756
419054-01		2	49
ОМ-205435		4	79
ОМ-205438	Подставка	2	96
ОМ-205436	Постоянная прокладка:		
		400×140×55	1154
		350×140×55	336
		350×60×60	39,6
		300×60×60	101

Таблица 7.10. Закладные опорные плиты и постоянные подкладки для генераторов ТВВ-320-2, ТВВ-200-2, ТВФ-120-2, ТВФ-63-2 ЛЭО „Электросила“

№ детали	ОСТ	Наименование	Марка турбогенератора							
			ТВВ-320-2		ТВВ-200-2		ТВФ-120-2		ТВФ-63-2	
			Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг	Количество, шт.	Масса, кг
01 05 06	ОСТ 34-42-468-80	Плиты опорные закладные симметричные	20 21 16	396 730 568	4 16 16	79 486 568	4 16 16	79 486 568	4 12 16	79 365 568
02	ОСТ 34-42-169-80	Плиты опорные закладные несимметричные	12	149	8	99	4	50	4	50
01 08 09	ОСТ 34-42-474-80	Подкладки постоянные	28 2 16	151 355 272	8 16 16	43 237 272	4 16 16	22 237 272	— 12 16	— 178 272

Для установки фундаментных рам непосредственно на бетон места расположения призматических и парных клиновых подкладок необходимо выровнять. Поверхность этих мест должна быть горизонтальной, с отклонением не выше 3—5 делений уровня «Геологоразведка». Подготовку мест для установки парных клиновых подкладок производят вдавливанием строганных призматических подкладок в незатвердевший бетон в процессе изготовления фундамента. Разность высотных отметок призматических подкладок, устанавливаемых на одну фундаментную раму, не должна превышать ± 3 мм, а отклонение высотных отметок этих подкладок от проектных — ± 5 мм.

Проектные отметки опорных брусьев закладных плит h_{0n} (рис. 7.4) или опорных поверхностей призматических подкладок, на которые устанавливаются парные клиновые подкладки, определяют по отметке опорной поверхности фундаментных рам h_0 , чертежным толщинам фундаментных рам a_p и опорных подкладок a_n , мм:

$$h_{0n} = h_0 - (a_p + a_n).$$

Уточнение толщин подкладок под фундаментные рамы выполняется алге-

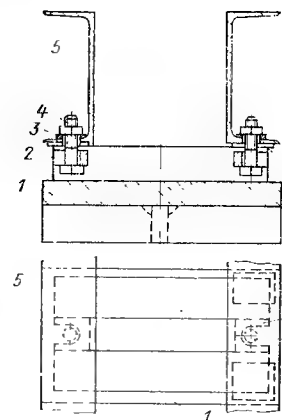


Рис. 7.3. Крепление закладной опорной плиты к инвентарной раме.

1 — закладная опорная плита; 2 — планка; 3 — шайба косая; 4 — болт; 5 — инвентарная рама; 6 — подкладка.

Между выхлопными патрубками ЦНД и стенками проема фундамента для турбин ХТГЗ к фундаментным плитам ЦНД из-за малого расстояния прихватывается электросваркой металлическая опалубка из листовой стали толщиной 1—2 мм, которая после выверки цилиндров

Таблица 7.11. Зазоры в шпоночных соединениях и дистанционных болтах

Наименование	Зазор, мм
Боковой зазор продольных шпоночных соединений, фиксирующих поперечное положение корпусов подшипников или цилиндра по отношению к фундаментной плите	0,05—0,07
Боковой зазор поперечных шпоночных соединений, фиксирующих продольное положение цилиндра по отношению к фундаментным рамам	0,05—0,07
Боковой зазор поперечных шпоночных соединений под консольными лапами цилиндра, фиксирующих продольное положение корпусов подшипников по отношению к цилиндру (зазор должен располагаться с какой-либо одной стороны для каждой пары шпонок)	0,05—0,07
Боковой зазор вертикальных шпоночных соединений	0,06—0,10
Зазор между верхней частью шпонок и дном паза	Не менее 1,5
Зазор прижимных скоб крепления корпусов подшипников к фундаментным рамам:	
величина верхнего зазора	0,05—0,07
величина бокового зазора	Не менее 2,0
Зазор между дистанционной шайбой и головкой болта (при затянутом состоянии) для болтового крепления опор цилиндра к фундаментным рамам	0,05—0,07
Зазор между дистанционным болтом и поверхностью отверстия в корпусе подшипника или цилиндра (зазоры должны допускать тепловые расширения цилиндров и корпусов подшипников при работе турбины с нагрузкой)	Зазор устанавливается заводскими чертежами

прижимается к фундаменту проволокой толщиной 2—3 мм (рис. 7.6,а).

Предварительная выверка фундаментных рам по осям и высотным отметкам выполняется с допуском ± 5 мм.

Верхние гайки фундаментных шпилек турбин ХТГЗ закрывают опорами ЦНД и поэтому стопорят в гнездах рам приваренными к ним планками, а затяжку шпилек производят нижними гайками.

Подливку фундаментных рам турбин ЛМЗ и УТМЗ производят после установки постоянных прокладок или после закрытия цилиндров. Подливку фундаментных плит турбин ХТГЗ производят после выверки корпуса подшипников, цилиндров и установки роторов, обойм с диафрагмами, закрытия цилиндров без мастики. Подливку фундаментных рам производят после присоединения переходного патрубка конденсатора к выхлопному патрубку цилиндра.

Перед подливкой фундаментных рам поверхность фундамента тщательно очищают от мусора, обдувают воздухом и промывают водой. Для приготовления бетонного раствора используют портландцемент или

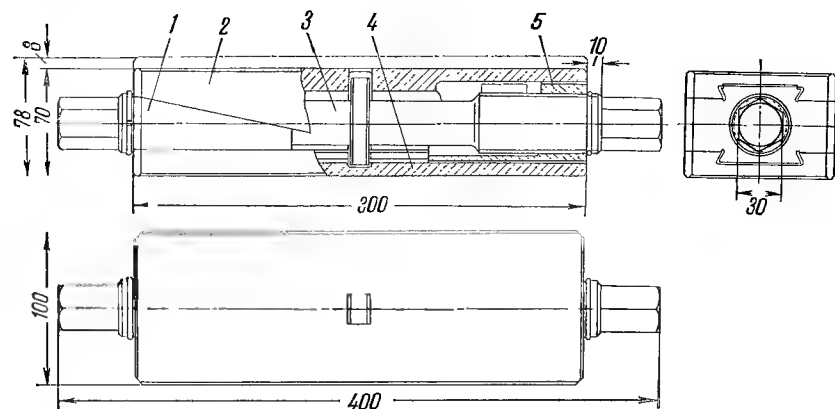


Рис. 7.5. Клиновой домкрат для выверки фундаментных рам.

1 — клин левый; 2 — плита верхняя; 3 — вит ходовой; 4 — плита нижняя; 5 — клин правый.

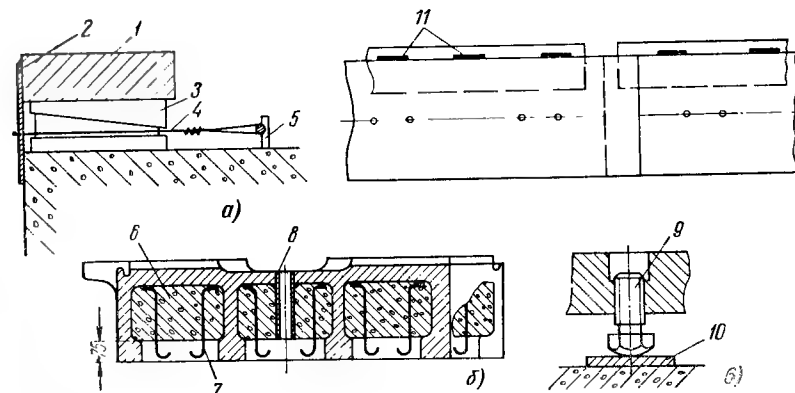


Рис. 7.6. Установка фундаментных рам (плит) турбин ХТГЗ.

а — установка металлической опалубки; б — подготовка к монтажу плиты корпуса переднего подшипника; в — установочный болт; 1 — фундаментная плита; 2 — металлическая опалубка; 3 — парный клин; 4 — стяжка; 5 — стойка; 6 — бетонная заливка; 7 — крючья; 8 — труба для выхода воздуха при подливке; 9 — болт; 10 — подкладка; 11 — места электросварки.

глиноземистый цемент марок 300—400, гравий или мелкий щебень с размером зерен не более 15 мм и крупный речной песок.

Для проверки прочности бетона одновременно с подливкой из каждой партии раствора заливают несколько пробных кубиков разме-

ром 100×100×100 мм с указанием даты подливки. Прочность кубиков на сжатие через 28—30 дней должна составлять не менее 200 кгс/см², а через 6—8 дней — не менее 60—65% расчетной величины. Неплотности между фундаментом, трубопроводами и опалубкой уплотняют ветошью.

Подливку каждой рамы производят без перерывов. В первую очередь подливают колодцы фундаментных шпилек, затем пространство между рамами и фундаментом, между рамами и опалубкой и внутренние полости рам. Пустоты под рамами недопустимы.

7.4. УСТАНОВКА ЦИЛИНДРОВ И КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ

Крепление цилиндров осуществляется шпоночными соединениями и дистанционными болтами (рис. 7.7—7.9) по установленным допускам в табл. 7.11. Обеспечение требуемого зазора между головкой дистанционного болта и шайбой (рис. 7.8, б) достигается шабровкой нижней поверхности головки болта. В конструкции рис. 7.8, а равномерность требуемого зазора обеспечивается шабровкой торца дистанционной втулки 5.

ЦВД и передняя часть ЦСД турбины К-300-240, ЦВД и ЦСД турбины К-500-240 ХТГЗ во время работы агрегатов опираются на корпуса подшипников консольными лапами, расположенными на крышках цилиндров. При монтаже и ремонте цилиндры опираются на монтажные подкладки, устанавливаемые под консольные лапы, которые расположены на нижних половинках цилиндров (рис. 7.9, а). Для этих турбин после закрытия ЦВД и ЦСД необходимо удалить из-под консольных лап технологические подкладки, для чего нужно ввернуть до отказа болты 5. При этом цилиндры поднимаются на 0,10—0,20 мм. После удаления подкладок болт ослабляется и цилиндры верхними консольными лапами опираются на рабочие подкладки 7.

При ревизии цилиндров проверяют отсутствие сварочного грат и наплывов в местах приварки паровых коробок регулирующих клапанов к цилиндру и чистоту сопловых коробок. Для осмотра паровых и сопловых коробок регулирующих клапанов необходимо снять регулирующие клапаны и удалить сопловые сегменты.

При сборке разъемов цилиндра проверяют щупом плотность вертикальных и горизонтальных стыков, причем плотность горизонтального разъема цилиндра проверяют по внутреннему и наружному поясам. Пластика щупа толщиной 0,05 мм не должна проходить в стык разъемов цилиндра.

Шпильки и контрольные штифты вертикальных стыков перед окончательной сборкой натирают сухим графитом или специальной смазкой. Последовательность и степень затяжки гаек на шпильках выполняют по данным завода-изготовителя.

Плотность корпусов подшипников до установки на фундамент подвергают контрольной проверке керосином. Для этого на фланцах нижней части корпуса устанавливают заглушки, уровень керосина должен быть на 50—60 мм выше отверстия сливного патрубка. Проверку выполняют в течение 6—8 ч. Дефектное место следует вырубить, обезжирить тампоном, смоченным в бензине, и уплотнить свежеприготовленной эпоксидной мастикой. Проверяют прочность сцепления маслястой краски с металлом. В тех местах, где краска отстает, она должна быть удалена, а обнаженный металл очищен от коррозии.

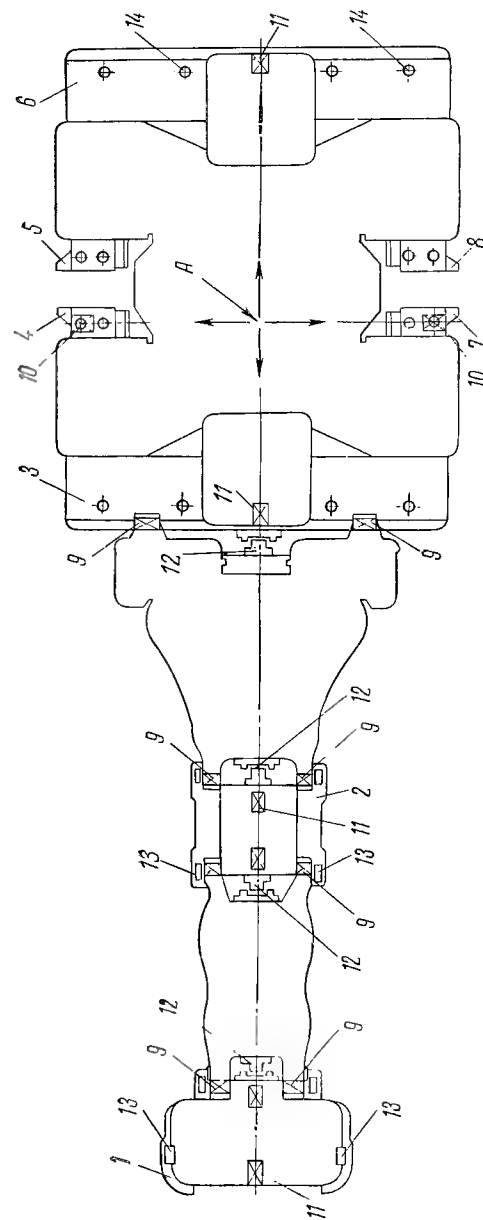


Рис. 7.7. Схема крепления турбины Т-110-130.

1—8 — фундаментные рамы; 9 — поперечные шпонки для соединения консольных лап цилиндров с корпусами подшипников; 10 — поперечные шпонки для соединения опор цилиндра с фундаментными рамами; 11 — продольные шпонки; 12 — вертикальные шпонки; 13 — прижимные скобы; 14 — дистанционные болты; А — фиксирова турбины.

Установка цилиндров и корпусов подшипников в вертикальной плоскости может производиться по реакциям опор с применением специальных динамометров и при помощи оптических приборов.

Турбины мощностью 50—1200 МВт выверяют только с применением оптических приборов. При монтаже двух- и трехцилиндровых

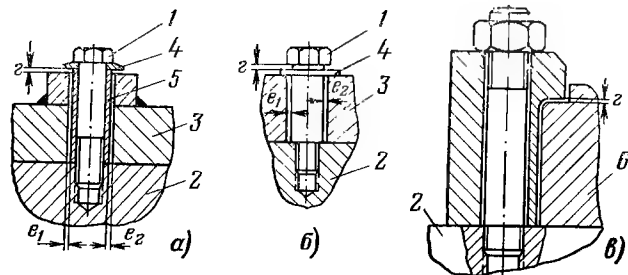


Рис. 7.8. Установка дистанционных болтов и прижимной скобы.

а — дистанционный болт ХТГЗ; б — дистанционный болт ЛМЗ и УТМЗ; в — прижимная скоба; 1 — дистанционный болт; 2 — фундаментная рама (плита); 3 — опора цилиндра; 4 — шайба; 5 — дистанционная втулка; 6 — корпус подшипника.

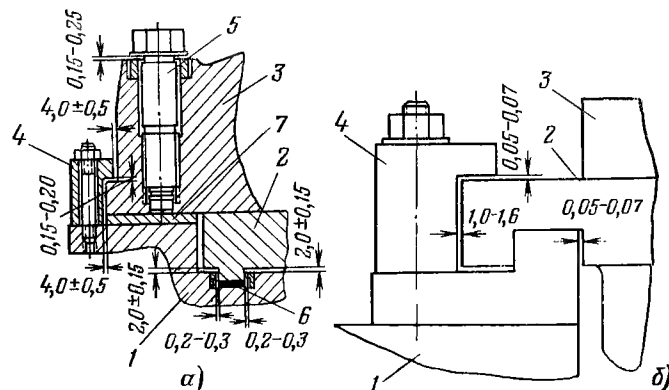


Рис. 7.9. Соединение консольных лап ЦВД с корпусом переднего подшипника.

а — для турбин К-500-240 и К-300-240 ХТГЗ; б — для турбин ЛМЗ и УТМЗ; 1 — корпус подшипника; 2 — лапа нижней половины цилиндра; 3 — лапа крышки цилиндра; 4 — прижимные скобы; 5 — домкратный болт; 6 — монтажная прокладка; 7 — рабочая подкладка.

турбин за базу для установки и выверки цилиндров и корпусов подшипников принимают цилиндр и ротор ЦД. Окончательную выверку цилиндров и корпусов подшипников производят одновременно с центрированием роторов по контрольным расточкам концевых уплотнений и по полумуфтам.

Установку цилиндров и корпусов подшипников по реакциям опор производят с применением специальных динамометров по данным стендового формуляра установки (рис. 7.10). Нагрузка на динамометры не должна отличаться более чем на 5% от данных стендового формуляра, при этом отклонение нагрузок на одной опоре допускается не более 300 кгс при равном распределении нагрузок на симметричные динамометры. Уклоны цилиндров в продольном и поперечном направлениях должны при этом находиться в пределах допусков заводского формуляра. Места расположения динамометров на опорах цилиндров и фундаментных рамах показаны на рис. 7.10, а расчетные данные по реакциям опор приведены в табл. 7.12.

Сборку цилиндров турбин производят «кольцами» как на монтажной площадке, так и на фундаменте, каждое кольцо образуется при сборке горизонтальных разъемов верхних и нижних половин передней, средней и задней частей цилиндра.

При установке многоцилиндровых турбин методом повторения высотных отметок или реакций опор предварительную выверку цилиндров и корпусов подшипников в горизонтальном направлении производят с помощью струны, натягиваемой через центры расточек уплотнений ЦНД.

Окончательную выверку цилиндров и корпусов подшипников выполняют при центрировании роторов по расточкам под концевые уплотнения (табл. 7.13) и полумуфтам (табл. 7.14, 7.15).

Выверка турбин с применением оптических приборов является универсальным методом повторения сборки паровой турбины любого типа, произведенной на заводе-изготовителя, при ее монтаже на ТЭС. Кроме того, метод позволяет выявить в процессе монтажа отклонения от допусков при центрировании узлов турбины, допущенные на заводе-изготовителе.

Технология выверки цилиндров и корпусов подшипников оптическим методом состоит из следующих операций:

собирают нижнюю половину ЦНД по вертикальным разрезам на фундаменте и выверяют по высотным отметкам с точностью $\pm 0,2$ мм по данным стендовой сборки с помощью визиров и зрительной трубы, которую устанавливают в полноповоротном штативе на специальной стойке, закрепленной над проемом фундамента в месте установки генератора. Эта стойка располагается на проекции продольной оси фундамента. Места установки визира на разрезе ЦНД указывают в формуляре. Вертикальные разрезы частей ЦНД собирают также по данным формуляра с соблюдением взаимного положения фланцев с точностью $\pm 0,05$ мм;

высверивают собранную нижнюю половину ЦНД по осям фундамента с точностью $\pm 0,5$ мм и высотным отметкам с точностью $\pm 0,1$ мм с помощью зрительной трубы, центроискателей и визиров;

собирают на выверенной нижней половине ЦНД крышку; устанавливают динамометры и при затянутом горизонтальном разрезе ЦНД выверяют реакции опор. Проверяют взаимное положение центров расточек ЦНД, положение по осям фундамента и поперечные уклоны цилиндра, которые должны находиться в пределах допусков;

подготавливают и устанавливают постоянные подкладки под фундаментные рамы ЦНД с контролем сохранности взаимного положения центров контрольных расточек;

устанавливают и предварительно выверяют корпуса подшипников по взаимному положению центров расточек с точностью $\pm 0,2$ мм

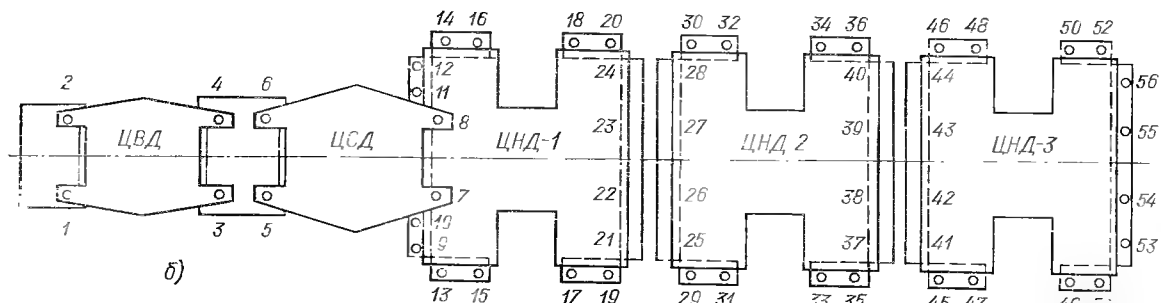
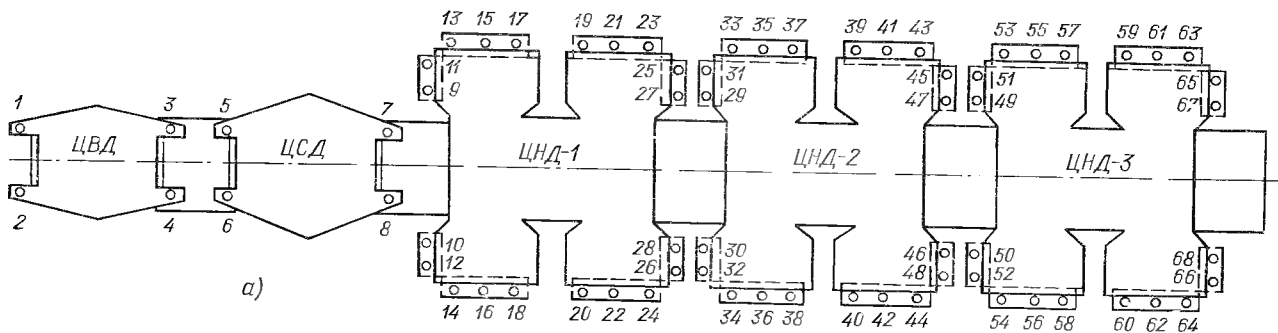


Рис. 7.10. Расположение динамометров в опорах цилиндров и фундаментных рамах турбин ЛМЗ, УТМЗ и ХТГЗ.
 а — турбина К-1200-240; б — турбина К-800-240; в — турбина К-500-130; г — турбина К-300-240; д — турбина К-210-130; е — турбина К-100-90; ж — турбина ПТ-60/75-130/13; з — турбина К-50-90; и — турбина Т-250/300-240 УТМЗ; к — турбина К-500-240 ХТГЗ.

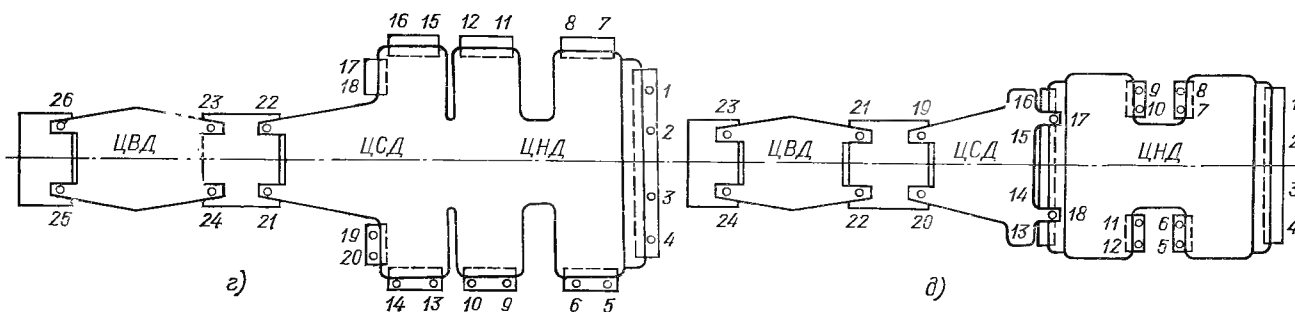
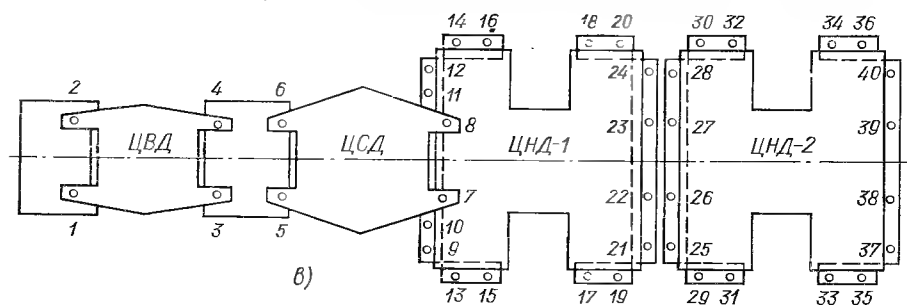


Рис. 7.10. Расположение динамометров в опорах цилиндров и фундаментных рамах турбин ЛМЗ, УТМЗ и ХТГЗ.
 а — турбина К-1200-240; б — турбина К-800-240; в — турбина К-500-130; г — турбина К-300-240; д — турбина К-210-130; е — турбина К-100-90; ж — турбина ПТ-60/75-130/13; з — турбина К-50-90; и — турбина Т-250/300-240 УТМЗ; к — турбина К-500-240 ХТГЗ.

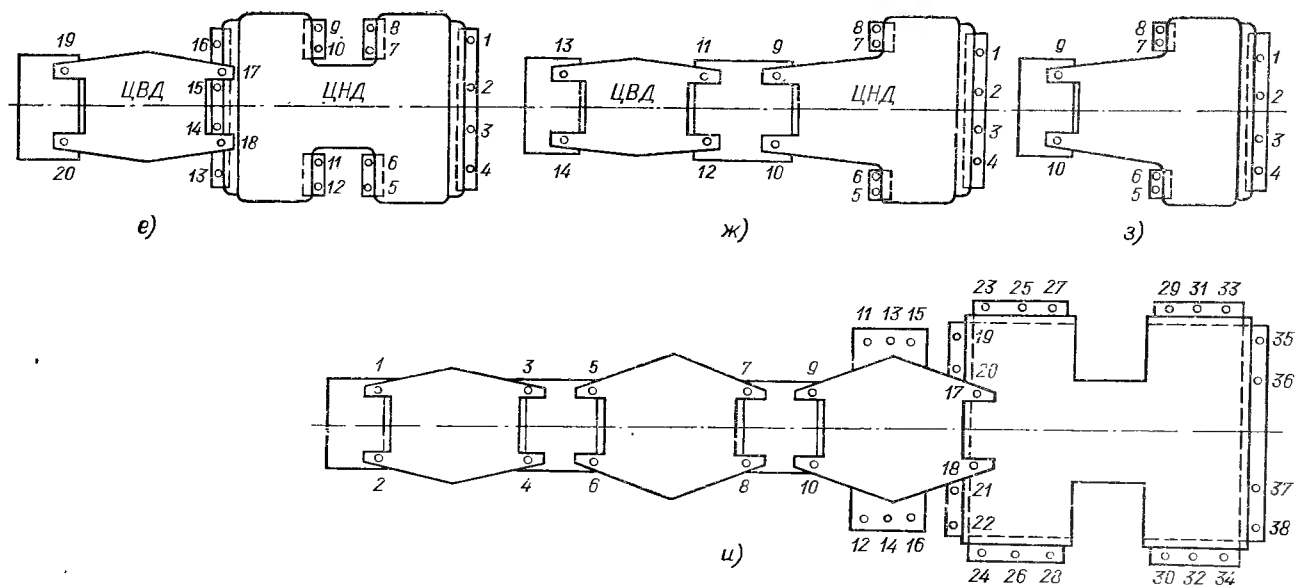


Рис. 7.10. Расположение динамометров в опорах цилиндров и фундаментных рамах турбин ЛМЗ, УТМЗ и ХТГЗ.
 а — турбина К-1200-240; б — турбина К-800-240; в — турбина К-500-130; г — турбина К-300-240; д — турбина К-210-130; е — турбина К-100-90; ж — турбина ПТ-60/75-130/13; з — турбина К-50-90; и — турбина Т-250/300-240 УТМЗ; к — турбина К-500-240 ХТГЗ.

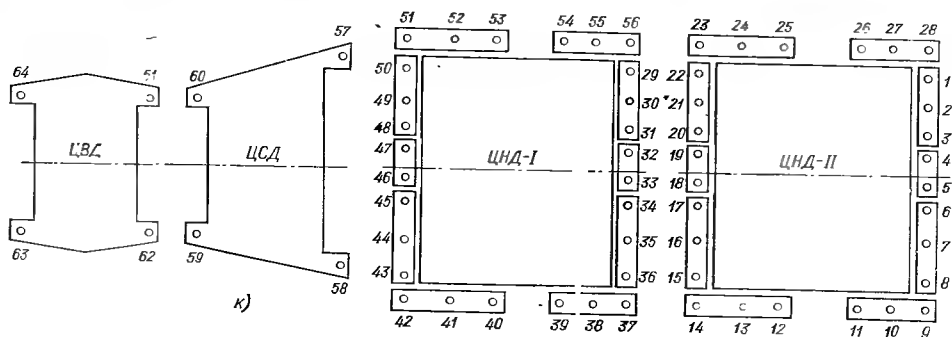


Рис. 7.10. Расположение динамометров в опорах цилиндров и фундаментных рамах турбин ЛМЗ, УТМЗ и ХТГЗ.
 а — турбина К-1200-240; б — турбина К-800-240; в — турбина К-500-130; г — турбина К-300-240; д — турбина К-210-130; е — турбина К-100-90; ж — турбина ПТ-60/75-130/13; з — турбина К-50-90; и — турбина Т-250/300-240 УТМЗ; к — турбина К-500-240 ХТГЗ.

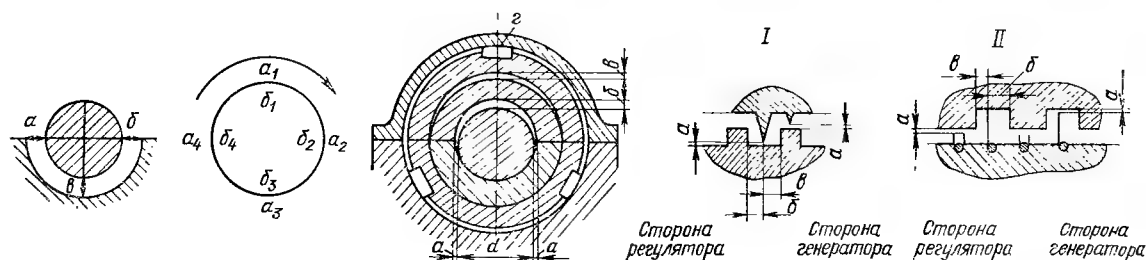


Рис. к табл. 7.13. Рис. к табл. 7.14. Рис. к табл. 7.16.

Рис. к табл. 7.19.

Таблица 7.12. Расчетные данные по реакции опор турбин ТЭС, кгс (рис. 7.10)

Марка турбины	Места замера											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-800-240 ЛМЗ	5400	5400	5600	5600	8500	8500	8500	8500	6500	6500	6500	6500
К-300-240 ЛМЗ	7050	7050	7050	7050	7050	8400	7050	8400	8400	7050	8400	7050
К-200-130 ЛМЗ	9450	9450	9450	9450	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
К-100-90 ЛМЗ	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
ПТ-60-130/13 ЛМЗ	6600	6600	6000	6000	4800	4800	4800	4800	4600	4600	5600	5600
	8600	8600	8600	8600	5700	5700	5700	5700	7600	7600	8600	8600
К-300-240 ХТГЗ	4750	4750	5650	5650	4900	4900	6400	6400	7800	7800	9200	9200
							8950	8950	8950	8950		
К-500-240 ХТГЗ	2750	2650	2500	3850	3850	2500	2650	2750	2950	3150	6750	6750
Т-250/300-240 УТМЗ	4000	4000	4200	4200	4000	4000	3200	3200	11000	11000	8000	8000

Марка турбины	Места замера											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
К-800-240 ЛМЗ	6500	6500	13 000	13 000	13 000	13 000	6500	6500	6500	6500	6500	6500
К-300-240 ЛМЗ	7050	7050	7050	7050	9700	9700	9700	9700	4100	4100	4925	4925
К-200-130 ЛМЗ	9450	9450	9450	9450	4500	4500	3000	4500	4500	4500	3500	3500
К-100-90 ЛМЗ	3700	3700	3700	3700	3050	3050	4050	4050	—	—	—	—
ПТ-60-130/13 ЛМЗ	6200	6200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	9000	9000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-300-240 ХТГЗ	8650	8650	8650	8650	8200	8200	8250	8250	7000	7000	6900	6900
К-500-240 ХТГЗ	3150	2950	2750	2650	2500	3850	3850	2500	2650	2750	2950	3150
Т-250/300-240 УТМЗ	8000	8000	8900	8000	11 000	11 000	6000	6000	6000	6000	8500	8500

Продолжение табл. 7.12

Марка турбины	Места замера											
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
К-800-240 ЛМЗ	6500	6500	6500	6500	6500	6500	13 000	13 000	13 000	13 000	6500	6500
К-300-240 ЛМЗ	4826	4826	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-300-240 ХТГЗ	8500	8500	7600	7600	—	—	—	—	—	—	—	—
К-500-240 ХТГЗ	6750	6750	3150	2950	2750	2660	2500	3900	3900	2500	2660	2750
Т-250/300-240 УТМЗ	9200	9200	9200	9200	9200	9200	9200	9200	8500	8500	6000	6000

Марка турбины	Места замера											
	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
К-800-240 ЛМЗ	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	6500	13 000	13 000
К-500-240 ХТГЗ	3000	3180	6800	6800	3150	2950	2750	2660	2400	3950	3950	2400
Т-250/300-240 УТМЗ	6000	6000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Марка турбины	Места замера					
	49	50	51	52	53	54
К-800-240 ЛМЗ	13 000	13 000	6500	6500	6500	6500
К-500-240 ХТГЗ	2660	2750	2950	3150	6800	6800

Марка турбины	Места замера					
	57	58	59	60	61	62
К-500-240 ХТГЗ	6800	6800	6500	6500	9000	9000

Примечания: 1. Для турбины ПТ-60-130/13 в числителе — данные без крышек цилиндров, а в знаменателе — с крышками цилиндров. 2. Для турбины К-300-240 ХТГЗ в числителе — данные без ЦСД, а в знаменателе — с присоединенным ЦСД. 3. Для турбины Т-250/300-240 УТМЗ — данные с ЦНД с крышкой, сболоченной по горизонтальному разъему. 4. Для турбины К-500-240 ХТГЗ приведены данные по нижним половинкам цилиндров без деталей проточной части.

Таблица 7.13. Допуски на центрирование роторов турбин по расточкам уплотнений, мм

Место измерения	Турбины для ТЭС											
	К-1200-240			К-800-240			К-500-130			К-300-240		
	а	в	б	а	в	б	а	в	б	а	в	б
ЦВД	+0,15	-0,10	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
ЦСД	+0,15	-0,10	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
ЦНД (1, 2, 3)	+0,15	-0,10	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,05	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
Место измерения	ПТ-60-130			К-1000-67/1500			К-500-65/3000			К-500-50/1500		
	а	в	б	а	в	б	а	в	б	а	в	б
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
ЦВД	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
ЦСД	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
ЦНД (1, 2, 3)	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15
	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15	+0,15	-0,15	-0,15

Турбины для АЭС

Таблица 7.14. Допуски на центрирование роторов турбин ТЭС по полумуфтам

Соединяемые муфты	Разность размеров, мм		Допуск, мм	
	вертикальная	горизонтальная	вертикальный	горизонтальный
К-800-240 ЛМЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РСД — РНД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₁ — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₂ — РНД ₃	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
К-500-130 ЛМЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$	$b_2 - b_4$	$-0,87 - 0,91$	$+0,02 - 0,02$
РСД — РНД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,39 - 0,43$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₁ — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
К-500-240-2 ХТГЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,04 - 0,06$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РСД — РНД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,15 - 0,10$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₁ — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
К-300-240 ЛМЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$	$b_2 - b_4$	$-0,50 - 0,55$	$-0,03 - 0,03$
РСД — РНД (скоба на РНД)	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$0,00 - 0,05$ $-0,03 - 0,00$	$-0,03 - 0,03$ $-0,03 - 0,03$

Продолжение табл. 7.14

Соединяемые муфты	Разность размеров, мм		Допуск, мм	
	вертикальная	горизонтальная	вертикальный	горизонтальный
К-300-240 ХТГЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$	$b_2 - b_4$	$-0,48 - 0,52$	$-0,02 + 0,02$
РСД — РНД (скоба на РНД)	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,08 + 0,12$ $-0,02 + 0,02$	$-0,02 + 0,02$ $-0,02 + 0,02$
К-200-130 ЛМЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$	$b_2 - b_4$	$-0,18 - 0,22$	$-0,03 + 0,03$
РСД — РНД (скоба на РНД)	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$0,00 + 0,06$ $+0,08 - 0,00$	$-0,03 + 0,03$ $-0,03 + 0,03$
Т-250-240 УТМЗ				
РВД — РСД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,32 - 0,36$ $-0,02 + 0,02$	$-0,02 + 0,02$ $-0,02 + 0,02$
РСД — РСД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,04 + 0,08$ $-0,02 + 0,02$	$-0,02 + 0,02$ $-0,02 + 0,02$
РСД ₂ — РНД	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,02 + 0,02$ $-0,02 + 0,02$	$-0,02 + 0,02$ $-0,02 + 0,02$
Т-110-130 УТМЗ				
РВД — РСД	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,02 + 0,02$ $-0,03 + 0,03$	$-0,02 + 0,02$ $-0,03 + 0,03$
РСД — РНД (скоба на РНД)	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 + 0,05$ $-0,06 + 0,06$	$-0,05 + 0,05$ $-0,06 + 0,06$

и по поперечным уклонам с точностью 3 делений уровня «Геологическая разведка»;

устанавливают и выверяют по взаимному положению центров рас-

Таблица 7.15. Допуски на центрирование роторов турбин АЭС по полумуфтам

Соединяемые муфты	Разность размеров, мм		Допуск, мм	
	вертикальная	горизонтальная	вертикальный	горизонтальный
К-500-65/3000				
РВД — РНД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 - 0,03$ $-0,10 - 0,15$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₁ — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 - 0,03$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РВД — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 - 0,03$ $-0,10 - 0,15$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₂ — РНД ₃	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 - 0,03$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
К-500-60/1500				
РВД — РНД	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
К-220-44				
РВД — РНД ₁	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$-0,05 - 0$ $-0,10 - 0,15$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$
РНД ₁ — РНД ₂	$b_1 - b_3$ $a_1 - a_3$	$b_2 - b_4$ $a_2 - a_4$	$+0,02 - 0,02$ $-0,05 - 0$	$+0,02 - 0,02$ $+0,02 - 0,02$

точек с точностью $\pm 0,05$ мм и по реакциям опор нижние половины ЦСД и ЦВД;

приваривают к выхлопным патрубкам ЦНД конденсаторы, в процессе приварки контролируют положение центров расточек турбины;

выверяют окончательно взаимное положение центров расточек турбины, устанавливают постоянные подкладки с контролем сохранности положения центров расточек цилиндров и корпусов подшипников;

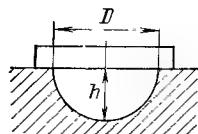


Рис. 7.11. Проверка формы расточки

проверяют центрирование роторов по полумуфтам, расточкам и уровню; производят доводку центрирования роторов по полумуфтам перемещением вкладышей подшипников.

Перед определением взаимного положения центров расточек турбины необходимо проверить сохранность формы контрольных расточек измерением величин D и h (рис. 7.11), сравнив их с результатами измерения на заводе-изготовителе.

При изменении формы контрольных расточек более чем на 0,05 мм следует вносить поправки на смещение положения центра расточки.

7.5. УСТАНОВКА ПОСТОЯННЫХ ПОДКЛАДОК

Клиновые и призматические подкладки под фундаментными рамами (плитами) после окончательной установки цилиндров прихватывают между собой электросваркой. Шабрение постоянные подкладки подгоняют к месту так, чтобы площадь прилегания каждой к поверхностям как закладной плиты, так и фундаментной рамы составляла не менее 70% поверхности подкладки. Постоянные подкладки, через которые проходят контрольные штифты, прихватывают электросваркой к закладным опорным плитам. Прихватка остальных подкладок запрещается. Вместо одной длинной подкладки разрешается для упрощения изготовления и подгонки устанавливать две более короткие. Замеры производят приспособлением (рис. 7.12). Правильность замеров проверяют по равенству сумм замеров, выполненных по диагонали.

Для получения необходимых размеров подкладки при обработке на строгальном станке под три угла, имеющих меньшие величины замеров, подкладывают пластинки шупа, толщину которых подсчитывают по формулам

$$x = a - a = 0; y = a - b; z = a - b; n = a - z,$$

где y, z, n — толщина пластинок шупа, устанавливаемых соответственно в местах замера $b, в, z$, мм; a — наибольшая величина замера, мм; $b, в, z$ — остальные замеры необходимой величины подкладки.

Контроль обработки производят глубиномером. Строжку подкладок продолжают до тех пор, пока расстояние от стола станка до срабатываемой поверхности будет равно замеру $a \pm (0,05 \div 0,1)$ мм.

Контроль обработки на приспособлениях на токарном станке производят с помощью микрометра по углам подкладок. Припуск на обработку может составлять не более $\pm 0,05$ мм.

После окончательной установки цилиндров и корпусов подшипников необходимо проверить:

плотность прилегания корпусов подшипников и опор цилиндров к фундаментной раме, а также консольных лап цилиндров к поперечным шпонкам;

надежность затяжки фундаментных болтов и шпилек;

соответствие центровки и уклонов роторов допускам завода-изготовителя;

соответствие зазоров в дистанционных болтах и угловых шпонках заводскому формуляру.

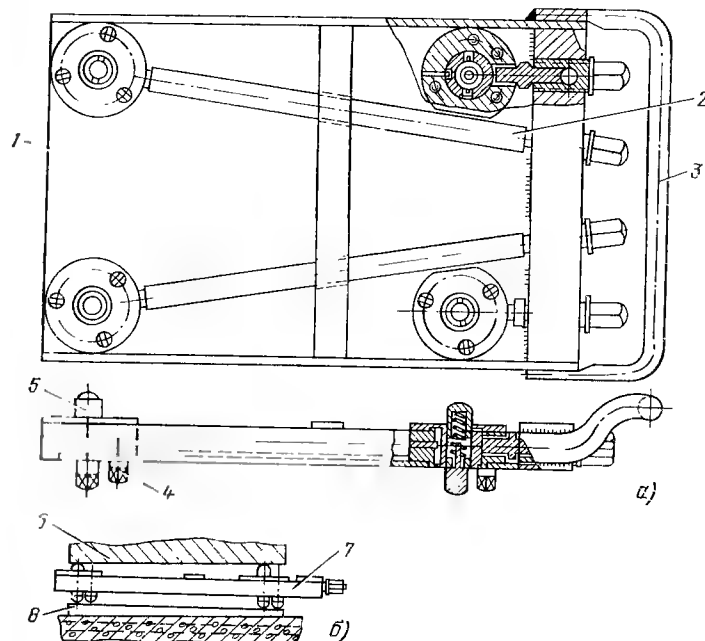


Рис. 7.12. Комплексный замер толщины стандартной универсальной постоянной подкладки.

a — приспособление для замера толщины подкладки; b — схема замера; 1 — корпус; 2 — дистанционный зажим; 3 — рукоятка; 4 — опора; 5 — пружинный телескопический штихмас; 6 — фундаментная рама; 7 — приспособление; 8 — опорный брусок закладной плиты.

7.6. МОНТАЖ РОТОРОВ ТУРБИН

В процессе ревизии вкладышей опорных и опорно-упорных подшипников необходимо проверить:

плотность прилегания баббитовой заливки к телу вкладыша и упорным колодкам; отсутствие на рабочей поверхности рисок, инородных включений, раковин и отставаний баббита;

чистоту маслоподводящих каналов во вкладышах и совпадений их с отверстиями для подвода масла в корпусах подшипников;

прилегание опорных подушек к пазу во вкладыше и к расголкам в корпусах подшипников (пластинка шупа толщиной 0,03—0,04 мм не должна проходить в стык между ними), величину заглубления винтов, крепящих подушки к вкладышам;

наличие маркировки и соответствие толщин рабочих и установочных колодок упорного подшипника данным завода; плотность разъема верхней и нижней половин вкладыша (щуп 0,05 мм не должен проходить в стык разъема).

Разборка опорных подушек до проверки центрирования роторов запрещается.

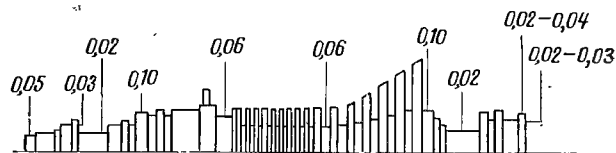


Рис. 7.13. Схема измерений биений ротора (числа указывают допускаемые биения в миллиметрах).

Проверку прилегания шейки вала к поверхности баббитовой заливки производят по натирам, которые получают при вращении ротора, уложенного в цилиндр турбины.

Для создания нагрузки на боковые колодки вкладыша между нижней колодкой и расточкой у турбин ЛМЗ и УТМЗ устанавливают зазор в пределах 0,05—0,07 мм, который исчезает под тяжестью уложенного ротора (табл. 7.16, 7.17).

Количество подкладок под опорными подушками вкладышей после окончательной центровки роторов не должно быть более трех при толщине каждой не менее 0,15 мм. Подкладки толщиной до 1 мм должны быть изготовлены из холоднокатаной стальной калиброванной ленты, а толщиной более 1 мм — из листовой стали.

В упорных подшипниках контролируют толщину рабочих и установочных колодок, разность толщин которых не должна превышать 0,02 мм.

Окончательную проверку рабочих и установочных колодок выполняют по натирам при установленном роторе и собранном подшипнике. Следы натиров на колодках должны занимать не менее 75% рабочей поверхности колодок.

Осевой разбег ротора в упорном подшипнике должен быть в пределах 0,4—0,7 мм.

Изменение разбега ротора производят изменением толщины регулировочного кольца, расположенного под установочными колодками подшипника. Толщина должна быть одинаковой при замере в любом месте кольца с отклонением не более 0,02 мм. Установка дополнительных колец из стальной фольги запрещается.

Консервирующие смазочные покрытия шеек, полумуфты упорного диска и мест расположения уплотнений роторов смывают керосином, а лаковые покрытия — уайт-спиритом. Лаковое покрытие рабочих лопаток и дисков турбин ТЭС разрыхляется не удаляя, а турбин АЭС — удалять.

Бойки или кольца автомата безопасности подвергают ревизии. После укладки роторов в подшипники проверяют соответствие заводским данным величин торцевого биения на рабочих поверхностях упорного диска, торцевого и радиального биений на полумуфтах и других местах (рис. 7.13).

Таблица 7.16. Допуски на зазоры в подшипниках и натяги крышек (обойм) турбин ТЭС, мм

Марка турбины	Номера подшипников											
	1						2					
	a	б	в	г	д	е	a	б	в	г	д	е
К-1200-240 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,5	—	—0,10 —0,15	330	0,67 0,75	0,67 0,75	0,35 0,50	—0,02 —0,04	—0,10 —0,15	360	0,85 0,92
К-800-240 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,45	—	—0,10 —0,15	330	0,67 0,75	0,67 0,75	0,35 0,50	—0,02 —0,04	—0,10 —0,15	360	0,67 0,75
К-500-240 ХТГЗ	0,32 0,42	0,43 0,55	—0,15 —0,30	—0,02 —0,07	300	0,38 0,45	0,38 0,45	0,10 0,60	—0,15 —	—0,07 —	420	0,33 0,45
К-500-130 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,45	—	—0,10 —0,15	330	0,67 0,75	0,67 0,75	0,35 0,50	—0,02 —0,04	—0,10 —0,15	360	0,85 0,92
К-300-240 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,45	—	—0,10 —0,15	300	0,65 0,72	0,65 0,72	0,30 0,45	—0,04 —0,08	—0,10 —0,12	330	0,70 0,77
К-300-240 ХТГЗ	0,20 0,25	0,40 0,60	—0,15 —0,30	—0,02 —0,07	300	0,33 0,37	0,33 0,37	0,34 0,56	—0,15 —	—0,02 —0,07	420	0,42 0,47
К-210-130 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,45	—	—0,10 —0,15	300	0,65 0,72	0,65 0,72	0,30 0,45	—0,04 —0,08	—0,10 —0,12	330	0,67 0,75
Т-250-240 УТМЗ	0,50 0,55	0,25 0,35	—	—0,10 —0,15	240	0,67 0,72	0,67 0,72	0,35 0,45	—0,02 —0,06	—0,10 —0,15	330	0,67 0,72
Т-110-130 УТМЗ	0,50 0,55	0,25 0,35	—	—0,10 —0,15	240	0,55 0,60	0,55 0,60	0,30 0,40	—0,02 —0,06	—0,10 —0,15	280	0,57 0,62
ПТ-60-130 ЛМЗ	0,65 0,72	0,30 0,45	—0,04 —0,08	—0,10 —0,12	300	0,60 0,67	0,60 0,67	0,30 0,45	—	—0,10 —0,12	325	0,65 0,72
ПТ-25-90 КТЗ	0,15 0,20	0,30 0,40	—	—0,00 —0,08	200	0,20 0,25	0,20 0,25	0,0 0,50	—	—0,00 —0,10	260	—

Марка турбины	Номера подшипников														
	4					5					6				
	a	б	в	г	d	a	б	в	г	d	a	б	в	г	d
К-1200-240 ЛМЗ	0,85 0,92	0,70 0,85	—	-0,10 -0,15	435	0,95 1,01	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	575	0,95 1,04	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	620
К-800-240 ЛМЗ	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,10 -0,15	450	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,10 -0,15	450	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,10 -0,15	450
К-500-240 ХТГЗ	0,38 0,45	0,50 0,60	-0,15	-0,07	420	0,38 0,45	0,50 0,60	-0,15	-0,07	420	0,38 0,45	0,50 0,60	-0,05	-0,07	420
К-500-130 ЛМЗ	0,85 0,92	0,70 0,85	—	-0,10 -0,15	450	0,85 0,92	0,70 0,85	—	-0,10 -0,15	500	0,85 0,92	0,70 0,85	—	-0,10 -0,15	500
К-300-240 ЛМЗ	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,12 -0,15	435	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,12 -0,15	435	—	—	—	—	—
К-300-240 ХТГЗ	0,42 0,7	0,50 0,60	-0,15	-0,02 -0,07	420	0,42 0,47	0,50 0,60	-0,15	-0,02 -0,07	420	—	—	—	—	—
К-210-130 ЛМЗ	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,12 -0,15	435	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,12 -0,15	435	—	—	—	—	—
Т-250-240 УТМЗ	0,85 0,90	0,70 0,80	—	-0,10 -0,15	435	0,85 0,90	0,70 0,80	—	-0,10 -0,15	435	0,85 0,90	0,70 0,80	—	-0,10 -0,15	435
Т-110-130 УТМЗ	0,67 0,72	0,35 0,5	—	-0,10 -0,15	360	0,67 0,72	0,35 0,45	—	-0,10 -0,15	360	0,67 0,72	0,35 0,45	—	-0,10 -0,15	360
ПТ-60-130 ЛМЗ	0,67 0,75	0,35 0,50	—	-0,10 -0,12	360	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 7.16

Марка турбины	Номера подшипников																			
	7					8					9					10				
	a	б	в	г	d	a	б	в	г	d	a	б	в	г	d	a	б	в	г	d
К-1200-240 ЛМЗ	0,95 1,01	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	575	0,95 1,01	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	620	0,95 1,01	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	575	0,95 1,04	0,90 1,08	—	-0,10 -0,15	620
К-800-240 ЛМЗ	0,70 0,77	0,40 0,55	—	-0,10 -0,15	450	0,70 0,80	0,50 0,60	—	-0,10 -0,15	475	0,70 0,80	0,50 0,60	—	-0,10 -0,15	475	0,85 0,92	0,60 0,70	—	-0,10 -0,15	520
К-500-240 ХТГЗ	0,38 0,45	0,50 0,60	-0,15	-0,07	480	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
К-500-130 ЛМЗ	0,85 0,92	0,70 0,85	—	-0,10 -0,15	500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Т-250-240 УТМЗ	0,85 0,90	0,70 0,80	—	-0,10 -0,15	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Разбег в упорном подшипнике роторов турбин:

К-1200-240	0,7—0,9;	К-300-240 ХТГЗ	0,4—0,5;
К-800-240	0,7—0,9;	К-210-130	0,5—0,7;
К-500-240 ХТГЗ	0,5—0,7;	Т-250-240	0,5—0,7;
К-500-130	0,6—0,8;	Т-110-130	0,5—0,6;
К-300-240 ЛМЗ	0,5—0,7;	ПТ-60-130	0,4—0,6; РВД 0,5—0,8 РНД;
		ПТ-25-90	0,4—0,5.

Таблица 7.17. Допуски на зазоры в подшипниках и натяги крышек (обойм) турбин АЭС, мм

Марка турбины	Номера подшипников											
	1				2				3			
	a		d		a		d		a		d	
	б	в	б	в	б	в	б	в	б	в	б	в
K-500-65/2000	0,42	0,8	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520
	0,33	0,38	-0,03	300	0,42	0,48	-0,03	420	0,42	0,48	-0,03	420
	0,37	0,51			0,47	0,61			0,47	0,61		
K-220-44	0,55	0,55	-0,07	520	0,55	0,58	-0,07	520	0,75	0,78	-0,07	800
	0,60	0,67			0,60	0,67			0,50	0,52		
K-500-65/3000	0,42	0,48	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520
	0,42	0,48	-0,03	420	0,52	0,55	-0,03	520	0,42	0,48	-0,03	520
	0,47	0,61	-0,07		0,57	0,65	-0,07		0,42	0,48	-0,07	
K-220-44	0,42	0,48	-0,03	420	0,52	0,55	-0,03	520	0,42	0,48	-0,03	520
	0,47	0,61	-0,07		0,57	0,65	-0,07		0,42	0,48	-0,07	
									0,42	0,48	-0,07	
K-500-65/3000	0,42	0,48	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520	0,42	0,48	-0,07	520
	0,42	0,48	-0,03	420	0,52	0,55	-0,03	520	0,42	0,48	-0,03	520
	0,47	0,61	-0,07		0,57	0,65	-0,07		0,42	0,48	-0,07	

Правильность сборки жестких муфт проверяют: по биению дальней шейки одного из роторов — маятниковой проверкой и по биению ближней шейки — проверкой коленчатости в соединении полумуфт.

Для жестких муфт коленчатость не должна превышать 0,02—0,03 мм, биение дальней шейки — 0,05 мм. Для полужестких муфт коленчатость не должна быть больше 0,03—0,05 мм, биение шейки дальней от муфты — 0,1—0,15 мм. Радиальное биение фланцев полумуфт после затяжки соединительных болтов не должно отличаться более чем на 0,02 мм от биения, измеренного до соединения полумуфт.

7.7. МОНТАЖ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ

Установка обойм с диафрагмами и обойм концевых уплотнений для проверки их положения по отношению к ротору выполняется после центрирования роторов по полумуфтам и контрольным расточкам.

Диафрагмы и обоймы концевых уплотнений устанавливают так, чтобы во время работы турбины их расточки были концентричны по отношению к ротору. Поэтому при монтаже диафрагмы и обоймы уплотнений несколько смещены из-за изменения их положения при сборке цилиндров и смещения вращающегося ротора (табл. 7.18).

Положение диафрагм может быть проверено с помощью струны и микроштихмасса.

Замер выполняют с учетом провеса струны, мм:

$$f = \frac{Px(L-x)}{2Q},$$

где x — расстояние от места замера до опоры струны, м; P — масса 1 м струны, г; L — расстояние между опорами струны, м; Q — масса груза, приложенного для натяжения струны, кг.

Положение диафрагм более точно определяется с помощью проверочных валов или борштанг, для изготовления которых определяют диаметр цельнотянутой трубы, обладающей максимальной стрелой статического прогиба ротора f , по формуле

$$D^2 = \frac{l^3 p}{4800Ef} - d^2,$$

где D — наружный диаметр трубы, см; d — внутренний диаметр трубы, см; l — длина борштанги между подшипниками, см; E — модуль упругости стали, равный $2 \cdot 10^6$ кгс/см²; f — необходимый прогиб борштанги по ее середине, см; p — плотность стали, кг/см³.

Для борштанги нужно применять двухрядные сферические шарикоподшипники, так как однорядные могут изменить прогиб борштанги из-за жесткой заделки опор.

При ревизии проверкой состояния кромок лопаток и пароподводящих каналов сопловых сегментов и диафрагм и чистоту дренажных отверстий в нижних половинах диафрагм и обойм. При креплении диафрагм в обоймы и обойм в цилиндр проверяют:

прилегание опорных лапок к соответствующим гнездам в обоймах и цилиндрах;

центрирующие штифты или шпонки, допускающие радиальный люфт диафрагм не более 0,05 мм;

Таблица 7.18. Допуски на центрирование обойм, диафрагм и концевых уплотнений турбин ЛМЗ

Место измерения			Марка турбины								
			К-300-240			К-210-130			ПТ-60-130		
			<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>a</i>	<i>в</i>	<i>б</i>	<i>a</i>	<i>в</i>	<i>б</i>
Переднее уплотнение	Каминная камера		ЦВД								
			—	—0,10	—	—	—	—	—	—0,05	—
	Обоймы	I	+0,10	+0,20	—0,10	+0,10	+0,20	—1,10	+0,10	+0,25	—0,10
		II	+0,15	+0,10	—0,15	+0,15	+0,10	—0,15	+0,15	+0,15	—0,15
		III	—	—	—	—	—	—	—	+0,30	—
		—	—	—	—	—	—	—	+0,20	—	
	Внутренний цилиндр		—	+0,30	—	—	—	—	—	—	—
		—	+0,20	—	—	—	—	—	—	—	
Диафрагмы	Обоймы	I	—0,10	+0,20	—0,10	—	+0,20	—	—	+0,15	—
			—0,15	+0,10	—0,15	—	+0,10	—	—	+0,05	—
		II	—	+0,15	—	+0,10	+0,15	—0,10	+0,10	—	—0,10
			—	+0,05	—	+0,15	+0,05	—0,15	+0,15	—	—0,15
		III VI	—	—	—	—	+0,10	—	—	+0,10	—
		—	—	—	—	—	—	—	0,00	—	

Продолжение табл. 7.18

Место измерения			Марка турбины								
			К-300-240			К-210-130			ПТ-60-130		
			а	б	в	а	в	б	а	в	б
Заднее уплотнение	Обоймы	I	+0,10	+0,05	-0,10	+0,10	+0,05	-0,10	—	+0,05	—
		II	+0,15	—	-0,15	-0,15	-0,05	-0,15	—	-0,10	—
	Каминная камера		—	—	—	—	—	—	—	0,00	—
				-0,10	—	—	-0,10	—	—	-0,10	—
Переднее уплотнение	Каминная камера	ЦСД									
		—	-0,10	—	—	—	—	—	—	—	
	Обоймы	I	+0,10	+0,20	-0,10	—	+0,20	—	—	—	—
		II	+0,15	+0,10	-0,15	+0,10	+0,10	-0,10	—	—	—
Диафрагма	Ступени 14, 15	—	—	—	+0,15	+0,20	-0,15	—	—	—	
		—	—	—	—	+0,10	—	—	—	—	
	Ступени, установленные в обоймах	I	—	+0,20	—	—	+0,15	—	—	—	—
		—	—	+0,10	—	—	+0,05	—	—	—	—
	II	—	+0,15	—	—	+0,10	—	—	—	—	
		—	+0,05	—	—	—	—	—	—	—	

Место измерения			Марка турбины								
			К-300-240			К-210-130			ПТ-60130		
			а	б	в	а	в	б	а		б
Диафрагма	Ступени, установлен- ные в обой- мах	III	+0,10 +0,15	+0,10 —	—0,10 —0,15	— —	+0,05 —0,05	— —	— —	— —	— —
		IV	—	+0,05	—	—	—	—	—	—	—
		V	— —	—0,20 —0,10	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —
Заднее уплотнение	Обойма уплотне-		+0,10 +0,15	+0,05 —0,05	—0,10 —0,15	+0,10 +0,15	+0,05 —0,05	—0,10 —0,15	— —	— —	— —
	Каминная камера		— —	— —	— —	— —	0,00 +0,10	— —	— —	— —	— —
Переднее уплотнение	Каминная камера		ЦНД						+0,10 +0,15	+0,05 +0,15	—0,10 —0,15
		— —	— —	— —	— —	— —	— —				
	Обойма уплотне- ний		+0,10 +0,15	+0,10 +0,20	—0,10 —0,15	+0,10 +0,15	+0,10 +0,20	—0,10 —0,15		0,00 +0,10	

Продолжение табл. 7.18

Место измерения			Марка турбины								
			К-300-240			К-210-130			ПТ-60-130		
			<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>a</i>	<i>в</i>	<i>б</i>	<i>a</i>	<i>в</i>	<i>б</i>
Диафрагма	Ступени 30, 31, 35, 36		— —	+0,05 +0,10	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —
	Ступени 32, 37		+0,10 +0,15	+0,05 —0,05 0,00	—0,10 —0,15	— —	— —	— —	— —	— —	— —
	Ступени 33, 34, 38, 39		—	+0,10	—	—	—	—	—	—	—
	Ступени 24—26, 28—30		— — —	— — —	— — —	— +0,10 +0,15	+0,05 —0,05 0,00	— —0,10 —0,15	— — —	— — —	— — —
	Ступени 27, 31		—	—	—	—	+0,10	—	—	—	—
	Ступени 17—28		— —	— —	— —	— —	— —	— —	+0,10 +0,15	—0,10 +0,10	—0,10 —0,15
Заднее уплотнение	Обойма уплотне-		+0,10 +0,15	+0,10 +0,20	—0,10 —0,15	+0,10 +0,15	+0,10 +0,20	—0,10 —0,15	+0,10 +0,15	+0,15 +0,25	—0,10 —0,15

зазоры на тепловое расширение обойм в цилиндре и диафрагм в обойме и осевой зазор их в расточках (рис. 7.14).

Осевой зазор между расточкой цилиндра (обоймы) и диафрагмой принимают в пределах 0,05—0,1 мм для стальных и 0,1—0,2 мм для

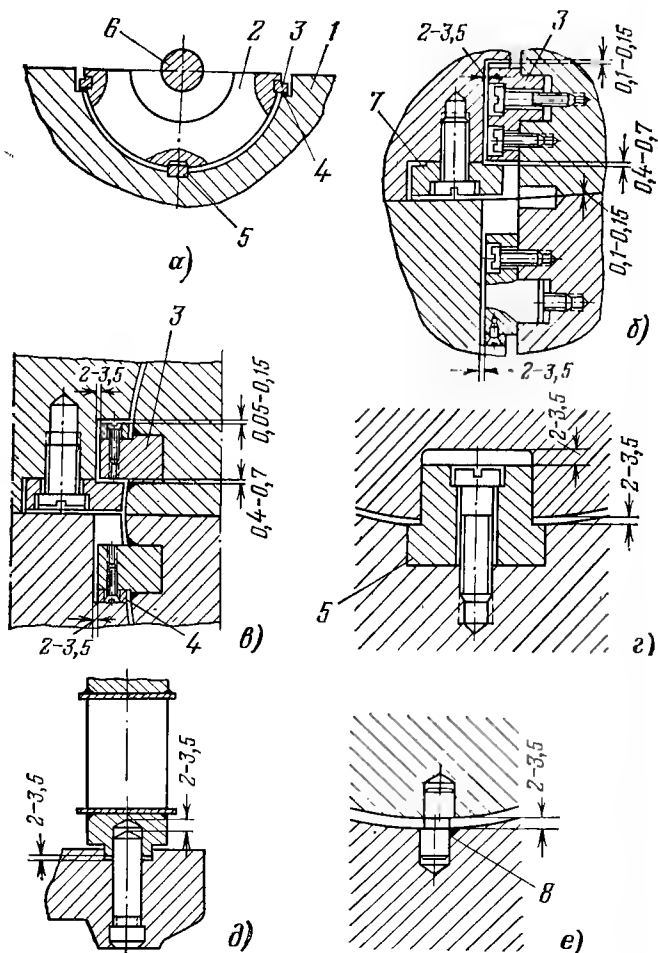


Рис. 7.14. Крепление диафрагм в обоймах и обойм в цилиндрах.

а — принципиальная схема установки диафрагм (обойм); б — подвеска чугунных диафрагм; в — подвеска стальных диафрагм; г — установка центрирующей шпонки в стальных диафрагмах; д — установка центрирующего штифта в чугунных диафрагмах; е — изменение положения диафрагмы с помощью фигурного штифта; 1 — обойма; 2 — диафрагма; 3 — лапка; 4 — центровочная пластинка; 5 — шпонка; 6 — вал ротора; 7 — сухарь; 8 — крепление штифта электросваркой.

чугунных диафрагм. Для диафрагм ЦВД зазор в стыке принимается равным 0,05 мм, а для ЦНД — не более 0,10—0,15 мм (рис. 7.15).

Перемещение диафрагмы (обоймы) в горизонтальном направлении принимают за счет изменения размеров центровочной шпонки, в вертикальном направлении и за счет изменения толщины опорных лапок или специальных пластинок 4 (см. рис. 7.14).

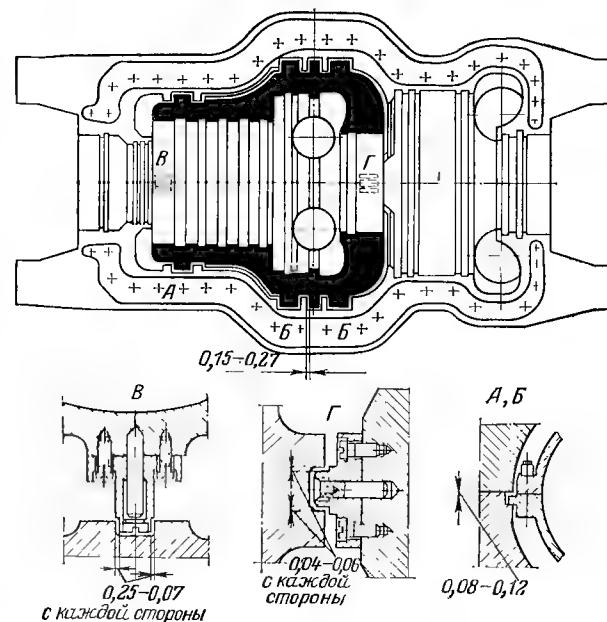


Рис. 7.15. Зазоры в шпоночных соединениях внешнего и внутреннего корпусов ЦВД турбины К-300-240 ЛМЗ.

При сборке концевых и диафрагменных уплотнений проверяют состояние кромок гребней (усиков), наличие зазоров для теплового расширения и подвижность уплотнительных сегментов в пазах.

Набранные сегменты уплотнения должны плотно прижиматься пружинами к заплечикам паза, а при пазжати на них в радиальном направлении должны свободно отжиматься в переднем концевом уплотнении ЦВД не менее чем на 3,5 мм, в заднем концевом уплотнении и уплотнениях диафрагм ЦВД не менее чем на 3 мм, в переднем концевом уплотнении ЦСД не менее чем на 2,5 мм и в остальных концевых уплотнениях и в уплотнениях диафрагм ЦСД и ЦНД не менее чем на 2 мм. Осевой зазор сегментов уплотнений в пазе обоймы не должны превышать 0,15 мм (табл. 7.19, 7.20). Зазоры по гребням уплотнений ленточных бандажей рабочих дисков должны быть не менее 2,0 мм.

При необходимости гребни уплотнений, расположенные на сегментах, протачивают с помощью специального суппорта, который устанавливают на борштангу или проверочный вал.

Таблица 7.19. Допуски зазоров в концевых уплотнениях цилиндров, мм

Марка турбины	Измеряемый зазор	ЦВД		ЦСД		ЦНД	
		Сторона регулятора	Сторона генератора	Переднее уплотнение	Заднее уплотнение	Переднее уплотнение	Заднее уплотнение
К-300-240 ХТГЗ	<i>a</i>	0,35—0,45 (кольца* 1, 2) 0,5—0,6 (кольца 3—8)	0,6—0,7 (кольца 1, 7) 0,5—0,6 (кольца 8—12) 0,35—0,45 (кольца 13—16)	0,35—0,45 (кольца 1 и 2) 0,5—0,6 (кольца 3—8)	0,5—0,6	0,5—0,6	0,5—0,6
	<i>б</i>	7,5—8,5	3,75—4,75	—	—	—	—
	<i>в</i>	—	—	3,75—4,75	—	—	—
К-300-240 ЛМЗ	<i>a</i>	0,5—0,7**	0,5—0,7**	0,5—0,7**	0,4—0,7	0,46—0,7	0,46—0,7
	<i>б</i>	1,9—3,1	4,2—5,2	3,2—4,2	5,2—6,7	4,5—5,5	3,2—4,2
	<i>в</i>	3,1—4,3	6,5—7,5	2—3	5,0—6,5	6,2—7,2	7,5—8,5
К-210-130	<i>a</i>	1,0—1,2	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7
	<i>б</i>	6,6—7,4	3,1—4,9 (каминная камера) 4,2—4,8 (остальные обоймы)	2,2—3,2 (каминная камера) 1,7—2,3 (обоймы)	4,3—5,8	5,0—5,5	5,0—5,5

* Номера колец и обойм считаются от регулятора.

** Уплотнение типа П.

Продолжение табл. 7.19

Марка турбины	Измеряемый зазор	ЦВД		ЦСД		ЦНД	
		Сторона регулятора	Сторона генератора	Переднее уплотнение	Заднее уплотнение	Переднее уплотнение	Заднее уплотнение
	<i>в</i>	3,5—4,5	1,2—3,1 (каминная камера) 1,4—2,1 (остальные обоймы)	3,1—4,1 (каминная камера) 3,9—4,5 (обоймы)	5,3—5,8	5,5—6,0	5,5—6,0
Т-110-130	<i>a</i>	0,4—0,5	0,5—0,6 (обойма 1) 0,4—0,5 (остальные обоймы)	0,4—0,5	0,3—0,4	0,3—0,4	0,3—0,4
	<i>б</i>	7	4,5 (обойма 1) 3,5 (остальные обоймы)	—	—	9 (кольца 1 и 2)	9 (кольца 2, 3)
	<i>в</i>	—	—	3,5 (обоймы 1 и 2) 4,5 (обойма 3)	7	9 (кольцо 3)	9 (кольцо 1)
ПТ-60-130	<i>a</i>	1,0—1,2	0,5—0,7	—	—	0,5—0,7	—
	<i>б</i>	3,3—4,2 (каминная камера) 3,9—5,0 (остальные обоймы)	2,4—3,1 (обойма 1) 1,3—2,1 (остальные обоймы)	—	—	4,6—6,1 (каминная камера) 2,4—3,1 (обоймы)	—
	<i>в</i>	6,6—7,4 (каминная камера) 5,8—6,8 (остальные обоймы)	3,7—4,3 (обойма 1) 3,2—3,9 (остальные обоймы)	—	—	4,4—6,2 (каминная камера) 3,7—4,3 (обоймы)	—

Таблица 7.20. Допуски зазоров в диафрагменных уплотнениях, мм

Марка турбины	Измеряемый зазор	ЦВД	ЦСД	ЦНД
К-300-240 ХТГЗ	<i>a</i>	0,6—0,7 (ступень 2) 0,5—0,6 (ступени 3—11)	0,5—0,6	0,7—0,8
	<i>b</i>	3,45—4,45 (ступени 2—5) 6,5—7,5 (ступени 6—11)	—	—
	<i>в</i>	—	4,0—5,0	—
К-300-240 ЛМЗ	<i>a</i>	0,4—0,75	0,47—0,65	0,6—0,7
	<i>b</i>	5,5—6,5 (ступени 2—6) 5,1—6,3 (ступени 7—12)	3,6—1,8	—
	<i>в</i>	2,7—3,7 (ступени 2—6) 2,9—4,1 (ступени 7—12)	4,4—5,6	—
К-210-130	<i>a</i>	1,0—1,2	0,4—0,65	0,4—0,7
	<i>b</i>	5,2—6,7	3,1—4,0	—
	<i>в</i>	1,7—3,0	4,2—5,4	—
Т-110-130	<i>a</i>	0,4—0,5	0,40—0,50 (ступени 11—17) 0,35—0,50 (ступени 18—23)	0,35
	<i>b</i>	6,5	—	—
	<i>в</i>	—	5,5 (ступени 11—17) 6,0 (ступени 18—23) 7,0 (ступени 22—23)	—
ПТ-60-130 ЛМЗ	<i>a</i>	1,0—1,2	—	0,4—0,7
	<i>b</i>	2,7—3,4	—	3,2—4,2
	<i>в</i>	4,9—6,1	—	4,5—6,0

Перед проверкой осевых зазоров в уплотнениях должны быть собраны упорный подшипник и муфты роторов; замеры осевых зазоров выполняют щупом в плоскости горизонтального разреза нижних половин цилиндров с левой и правой сторон ротора. При этом роторы турбины сдвигают в сторону генератора так, чтобы упорный диск был прижат к рабочим колодкам упорного подшипника.

Проверка зазоров в проточной части производится с соблюдением следующих требований: ротор при собранном упорном подшипнике отжимают до упора в сторону, указанную в заводском паспорте; замеры производят с обеих сторон ротора при двух его положениях — исходном и после поворота на 90°.

За исходное принимают такое положение ротора, когда боек (кольцо № 1) автомата безопасности расположен вверх; второе положение определяется поворотом ротора в сторону рабочего вращения. Проверку зазоров выполняют клиновым или пластинчатым щупом в определенных местах, предусмотренных формуляром (рис. 7.16).

Далее следует проверить осевой разбег роторов при удаленных колодках упорного подшипника. Эту проверку выполняют дважды для каждого ротора: сначала в нижних половинах цилиндра, а затем при закрытых цилиндрах. Для турбины К-300-240 ХТГЗ полный осевой разбег должен быть в пределах 3,95—5,45 мм, при этом сдвиг от исходного положения в сторону генератора должен быть в пределах 1,00—1,5 мм, а в сторону переднего подшипника — 2,95—3,95 мм.

7.8. ЗАКРЫТИЕ ЦИЛИНДРОВ И КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ

Работы по закрытию цилиндров производят без перерыва с участием ответственных представителей монтирующей организации, заказчика и завода-изготовителя. В процессе сборки все внутренние шпильки и гайки надежно закрепляют и предохраняют от выпадания или отвинчивания. Обтяжку шпилек горизонтального разреза цилиндра производят в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Резьбу шпилек натирают сухим графитом или специальной смазкой. После обтяжки необходимо убедиться в легкости вращения ротора и в отсутствии отрыва опор цилиндра от фундаментных рам и консольных лап от поперечных шпонок.

Разъемы ЦВД и ЦСД собирают на мастике, состоящей из 90—95% вареной льняной олифы и 10—5% чешуйчатого серебристого графита по массе. Разъем ЦНД собирают на мастике, состоящей из 40% чешуйчатого серебристого графита, 40% свинцового сурика и 20% свиных белил, разведенных в вареной льняной олифе до сметанообразного состояния. Горизонтальный разъем ЦВД турбин ЛМЗ натирают сухим графитом и собирают без мастики.

На турбинах ЛМЗ и ХТГЗ предварительную затяжку гаек холдовой шпильки горизонтального разреза турбины производят с крутящим моментом 50 кгс·м (ключ с рычагом длиной 2 м, усилие одного рабочего); ХТГЗ рекомендует выполнять предварительную затяжку крепежа с моментом 100 кгс·м.

Дуга дополнительного поворота гайки K , мм, при горячей затяжке шпилек может быть определена по формуле

$$K = \gamma \frac{\sigma_s l_0 \pi D_{н.г.}}{SE},$$

где $\gamma=1,5$ — коэффициент, учитывающий деформацию фланцев и резьбы; σ_s — напряжение в шпильке от затяжки, кгс/см²; l_0 — длина сво-

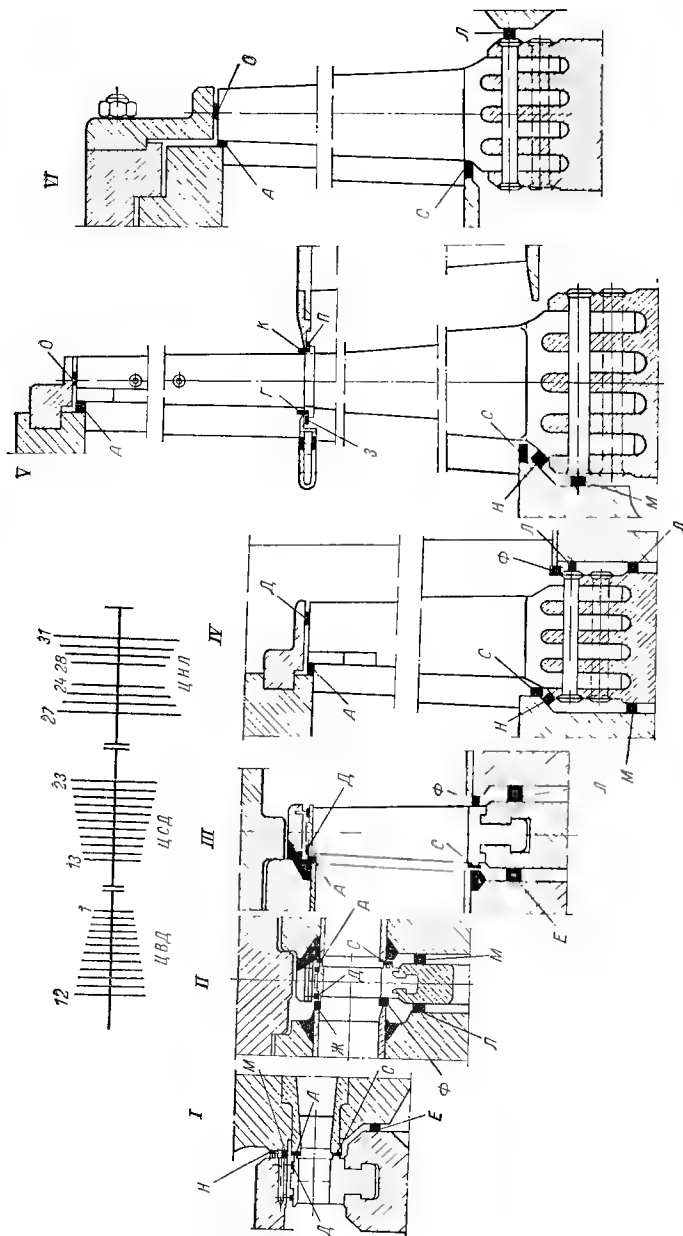


Рис. 7.16. Зазоры проточной части турбины.

I — регулирующая ступень; II — ступень ЦВД; III, IV — ступени ЦСД; V — баумановская ступень; VI — ступени ЦНД.

бодной части шпильки, мм; $D_{н-г}$ — наружный диаметр колпачковой гайки, мм; S — шаг резьбы, мм; E — модуль упругости, кгс/см². Для стали $E=2 \cdot 10^6$ кгс/см². Для шпильки из перлитной стали $\sigma_s=3000$ кгс/см², из аустенитной стали $\sigma_s=2000$ кгс/см² (табл. 7.21 и 7.22).

Замер удлинения шпилек выполняется с применением специально-го приспособления (рис. 7.17).

Поворот гаек после подогрева шпилек на заданную длину дуги производят вручную ключом нормальной длины. Довинчивать гайки

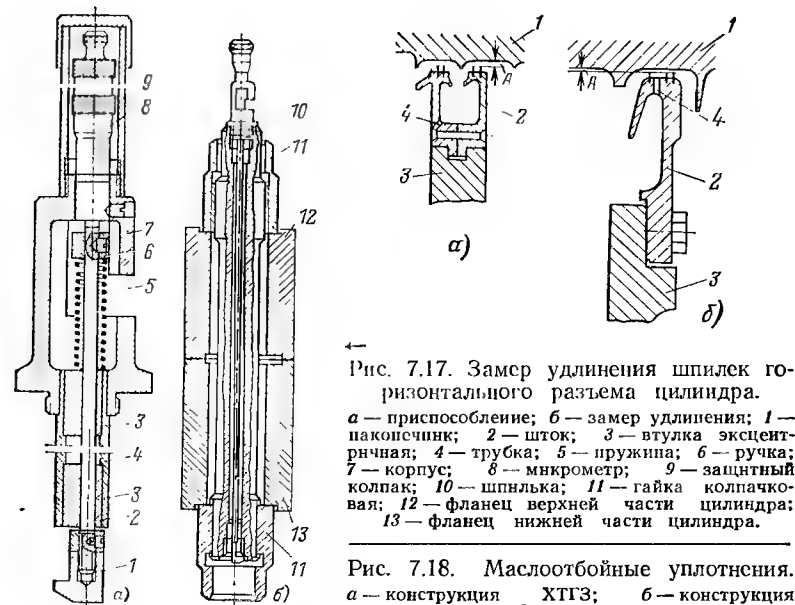


Рис. 7.17. Замер удлинения шпилек горизонтального разреза цилиндра.

а — приспособление; б — замер удлинения; 1 — накопщики; 2 — шток; 3 — втулка эксцентричная; 4 — трубка; 5 — пружина; 6 — ручка; 7 — корпус; 8 — микрометр; 9 — защитный колпак; 10 — шпилька; 11 — гайка колпачковая; 12 — фланец верхней части цилиндра; 13 — фланец нижней части цилиндра.

Рис. 7.18. Маслоотбойные уплотнения.

а — конструкция ХТГЗ; б — конструкция ЛМЗ; 1 — вал; 2 — полукольца уплотнений; 3 — корпус подшипника; 4 — отверстия для слива масла в картер; А — измеряемый зазор.

ударами кувалды запрещается. Последовательность горячей затяжки кренежа обычно для ЦВД и ЦСД производится с обеих сторон от середины цилиндра к уплотнениям, а для ЦНД — от уплотнения к середине цилиндра.

Под ЦВД с левой стороны турбин ЛМЗ устанавливают пружинные опоры-амортизаторы для уравнивания моментов сил от реактивного воздействия потока пара на диафрагмы. Пружина сжимается болтом на величину, указанную в формуляре турбины.

После закрытия ЦНД удаляют с предохранительных атмосферных клапанов транспортную стальную накладку, при необходимости заменяют накладку на новую, изготовленную из паронита толщиной 0,5 мм.

При закрытии подшипников проверяют радиальные зазоры А в маслоотбойных уплотнениях (рис. 7.18), зазор устанавливают в за-

Таблица 7. 21. Данные по затяжке крепежа турбин ЛМЗ и УТМЗ

Размер резьбы	Длина свободного конца шпильки, мм	Наружный диаметр колпачковой гайки, мм	Длина дуги полного поворота гайки, мм	Размер резьбы	Длина свободного конца шпильки, мм	Наружный диаметр колпачковой гайки, мм	Длина дуги полного поворота гайки, мм
Турбина К-800-240				1М64	295	95	46
1М76	220	115	61	1М64	270	95	30
1М76	250	115	65	1М64	380	95	38
1М76	380	115	78	1М76	310	115	38
1М100	380	150	132	1М76	410	115	48
1М100	350	150	127	1М90	545	135	75
1М120	350	180	172	1М90	380	135	56
1М120	450	180	189	1М100	535	150	96
1М140	500	252	210	1М120	570	180	90
1М140	500	297	210	1М140	715	210	140
Турбина К-300-240				Турбина К-100-90			
1М60	190	95	32	1М76	246	115	50
1М60	303	95	51	1М76	251	115	51
1М64	227	95	38	1М100	339	150	87
1М76	241	115	49	1М140	440	210	168
1М76	290	115	59	Турбина К-50-90			
1М76	396	115	80	1М76	271	115	55
1М76	681	115	138	1М100	404	150	107
1М100	354	150	94	1М120	426	180	135
1М100	409	150	108	Турбина ПТ-60-130			
1М120	541	180	172	1М56	189	85	28
1М120	611	180	194	1М60	243	95	41
1М140	630	210	234	1М64	402	95	68
Турбина К-200-130				1М76	296	115	60
1М56	199	85	30	1М76	326	115	66
1М60	98	95	16	1М90	455	135	80
1М64	402	95	68	1М100	409	150	108
1М76	261	115	53	1М120	351	180	112
1М76	316	115	65	1М120	521	180	166
1М100	339	150	87	1М140	540	210	200
1М100	394	150	105	Турбина Р-60-130			
1М120	426	180	135	1М56	189	85	28
1М120	521	180	166	1М64	402	95	68
1М140	550	210	204	1М76	296	115	60
1М160	571	235	237	1М90	455	135	80
Турбина Т-250-240				1М100	409	150	108
1М56	215	85	25	1М120	351	180	142
1М56	190	85	45	1М120	521	180	166
1М56	240	85	45	1М140	540	210	200
1М64	280	95	50				
1М64	320	95	50				

висимости от диаметра вала от 0,15 до 0,40 мм. При установке нижних половин уплотнительных колец проверяют чистоту отверстий 4 для слива масла в картер подшипника. При окончательной сборке посадочные места уплотнительных колец смазывают бакелитовым лаком.

Таблица 7. 22. Данные по затяжке крепежа горизонтального разъема цилиндров турбин ХТГЗ

Размер резьбы	Длина шпильки, мм	Зазор между торцом гайки и фланцем после прогрева шпильки, мм	Отношение угла дополнительного поворота гайки после прогрева шпильки к длине дуги поворота гайки, град/мм	Удлинение шпильки после остывания, за меренное по штихмасу, мм	Применение крепежа
Турбина К-300-240					
1М76	709	0,55	70/74	0,55	Разъем внутреннего корпуса ЦВД
1М85	953	0,55	90/106	0,55	
1М85	1063	0,60	100/115	0,60	
1М90	883	0,70	90/106	0,70	
1М76	1055	1,6	135/142	1,15—1,20	Разъем внешнего корпуса ЦВД
1М100	1210	1,6	135/183	1,10—1,15	
1М160	1460	2,25	195/392	1,60—1,65	
1М160	1480	2,25	220/460	1,55—1,60	
1М64	710	1,1	90/75	0,70—0,75	Разъем корпуса ЦСД
1М100	1150	1,1	180/245	1,40—1,45	
Турбина К-500-240					
1М80	1025	—	85/—	0,65—0,85	Разъем внешнего корпуса ЦСД
1М100	1265	—	115/—	0,85—1,01	
1М100	1265	—	115/—	0,85—1,01	
1М64	940	—	84/70	0,63—0,77	Разъем внутреннего корпуса ЦСД
1М64	740	—	45/38	0,34—0,42	
1М80	1060	—	95/99	0,68—0,82	
1М80	975	—	93/97	0,68—0,82	
1М80	1235	—	145/160	1,05—1,25	Разъем внешнего корпуса ЦВД
1М100	912	—	90/128	0,65—0,75	
1М160	1485	—	220/472	1,60—1,70	
1М80	820	—	50/56	0,35—0,45	Разъем внутреннего корпуса ЦВД
1М100	870	—	92/126	0,65—0,78	
1М100	1010	—	125/172	0,96—1,05	

До закрытия корпусов подшипников устанавливают и регулируют датчики контроля осевого сдвига и относительного расширения роторов.

При перемещении датчика осевого сдвига с помощью лимба в сторону регулятора на 1 мм должен загореться предупредительный сигнал; при сдвиге до 1,3 мм загорается сигнал аварийного останова турбины. Аналогичные сигналы должны быть при сдвиге датчика в сторону генератора на 0,5 и 0,8 мм.

При установке валоповоротного устройства проверяют по краске отпечаток зубьев червяка на колесе, который должен занимать около 75% ширины средней части зубьев. Боковой зазор между зубьями колеса и червяком должен быть в пределах 0,3—0,5 мм, зазор между головкой зуба червяка и впадиной между зубьями колеса — в пределах 0,8—2 мм, при осевом разбеге червяка — 0,08—0,1 мм. В зацеплении шестерен пятна краски должны занимать не менее 75% средней части зуба. Боковой зазор в зацеплении принимается в пределах 0,5—0,8 мм, зазор между головкой зуба шестерни и впадиной между зубьями колеса — 1,5—2,5 мм.

Перед закрытием производят очистку картеров. Крышки подшипников для прокачки масла закрывают насухо или с укладкой на разъем корпуса тонкого асбестового шнура.

7.9. ПРОВЕРКА И СБОРКА ОРГАНОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПАРОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Узлы регулирования и защитных устройств, поставляемые на монтаж в собранном виде под пломбами, подлежат расконсервации без разборки путем промывки растворителями, рекомендованными заводом-изготовителем.

По истечении гарантийного срока хранения перед установкой на место эти узлы разбирают в объеме, необходимом для расконсервации и ревизии. При этом очищают от консервирующего покрытия и проверяют чистоту и состояние масляных каналов и отверстий, рабочих поверхностей и кромок золотников, бусе и поршней сервомоторов.

При сборке узлов проверяют рабочий ход золотников, поршней, сопел-регуляторов, бусе, ограничителей мощности, указателей положения и нагрузки, а также легкость их хода. Сильфоны проверяют на плотность наливом воды.

Мембранно-ленточные, бесшарнирные и струнные регуляторы, реле включения масляного насоса, реле осевого сдвига и реле относительного расширения ревизии перед монтажом не подлежат.

Рабочие поверхности присоединительных фланцев узлов регулирования и защиты, работающих при повышенном давлении масла, проверяют по шабровочной плите. Установку собранных узлов производят по заводским контрольным штифтам после окончательной установки цилиндров и корпусов подшипников турбины.

Для турбин ЛМЗ 50-200 МВт и УТМЗ 50-100 МВт, турбин ХТГЗ и КТЗ всех мощностей главный масляный насос расположен в корпусе переднего подшипника. Ревизию насосов производят во время проверки корпуса переднего подшипника (табл. 7.23).

Высотное положение насосов ЛМЗ и УТМЗ по отношению к оси ротора турбины определяют металлической подкладкой, устанавливаемой между всасывающим патрубком насоса и корпусом подшипника. При необходимости изменить положение насоса по высоте подкладку шлифуют или заменяют новой с большей толщиной.

Осевое положение корпуса насоса турбин УТМЗ определяют по зазору между импульсным колесом и торцевой поверхностью уплотнительного кольца, равному 10,1 мм. Уплотнительные кольца насосов турбин УТМЗ и КТЗ — плавающего типа.

При установке паровых коробок клапанов автоматических затворов и отсечных клапанов обеспечивают заданную предварительную

Таблица 7.23. Допуски на зазоры и центрирование главных масляных насосов с ротором турбины, мм

Марка турбины	Место измерения зазора, Центрирование							
	Опорный подшипник		Разбег упорного подшипника	Уплотняющие кольца рабочего колеса		Центрирование с ротором турбины		
	верхний	боковой		радиальный на сторону	осевой	радиальный		торцевой
						вертикальное	горизонтальное	
ЛМЗ К-50-90 ПТ-50-90/13 ПТ-50-130/13 К-100-90 К-210-130	0,15— 0,20	0,08— 0,12	0,1— 0,15	0,25— 0,35	2,5—3,5	Выше на 0,15— 0,20	Левее на 0,07— 0,1	±0,05
УТМЗ ПТ-50-130/7 Т-50-130 Т-110-130	Ротор насоса соединен с ротором турбины жесткой муфтой			0,15— 0,25	—	0,00	0,00	0,00
КТЗ ПТ-25-90	Рабочее колесо насоса выполнено в упорном диске ротора турбины			0,16	—	—	—	—

холодную растяжку перепускных труб. В процессе ревизии автоматических затворов, отсечных и регулирующих клапанов проверяют плотность посадки клапана на седло и прилегание запорной кромки штока клапана автоматического затвора к бусе (или втулке) при полном открытии клапана, а также соответствие заводскому формуляру величины зазора между штоком клапана и уплотнительной втулкой (рис. 7.19).

Плотность посадки клапана в седло проверяют наливом воды или по краске, а прилегание запорной кромки штока клапана к втулке — по краске. Зазор между штоком и втулкой обычно составляет 0,005—0,01 диаметра штока. Для турбин К-300-240, К-200-130 и Т-100-130 зазор находится в пределах 0,3—0,4 мм.

Боковые зазоры в шпоночном соединении клапана между шпонкой и пазом должны быть не менее 0,2—0,3 мм, верхний зазор — не менее

0,5—0,6 мм, а между стаканом и направляющей клапана — 0,4—0,9 мм.

Окончательную сборку стопорного клапана производят после продувки паропровода и пароперепускных труб. Стык крышки клапана и

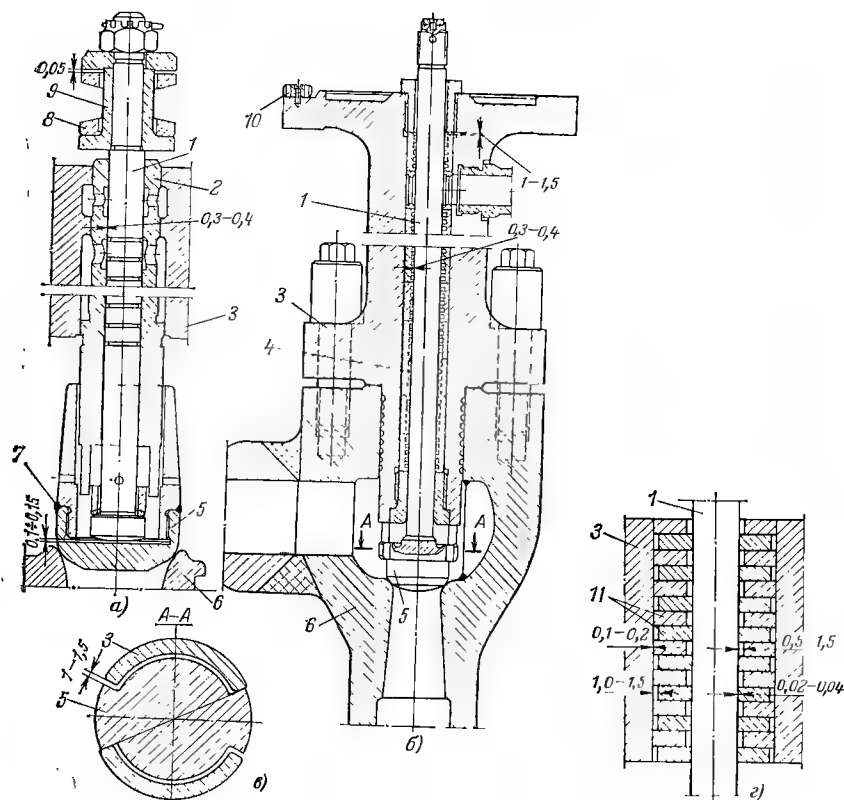


Рис. 7.19. Допуски на зазоры в уплотнениях штоков регулирующих клапанов высокого давления.

a — турбины К-200-130 диаметром 150 мм; *б* — турбины К-300-240 ЛМЗ диаметром 75 мм; *в* — устройство, предохраняющее клапан от вращения; *г* — уплотнение штока скользящими кольцами; 1 — шток; 2 — уплотнительная втулка; 3 — крышка; 4 — уплотнительное кольцо; 5 — клапан; 6 — седло; 7 — сварной шов, предотвращающий самоотворачивание клапана; 8 — шайба; 9 — дистанционная втулка; 10 — шпонка; 11 — уплотнительные кольца.

корпуса уплотняют ребристой металлической прокладкой; окончательную затяжку крепежа выполняют с подогревом шпилек.

Для стопорных клапанов турбин К-300-240 крышки соединяют с корпусом на трапецидальной резьбе и уплотняют кольцевой клиновидной прокладкой.

Крышку регулирующего клапана соединяют с корпусом без мастики. Окончательную сборку клапанов производят после гидравлического испытания и продувки пароперепускных труб.

7.10. ГЕНЕРАТОРЫ И УСЛОВИЯ ИХ ПОСТАВКИ

Генераторы электрические, двухполюсные, предназначенные для непосредственного соединения с паровыми турбинами, изготавливаются мощностью 1500 кВт и выше, с частотой вращения ротора 3000 и 1500 об/мин.

Номинальные данные генератора относятся для условий работы при температуре охлаждающей воды $+35^{\circ}\text{C}$, охлаждающего газа из газоохладителя и охлаждающей жидкости $+40^{\circ}\text{C}$. Высоты установки генераторов над уровнем моря не более 1000 м (табл. 7.24 и 7.25).

Направление вращения ротора генератора 32 МВт и выше — по часовой стрелке (правое), если смотреть со стороны турбины.

Вибрация подшипников генератора и возбuditелей при всех режимах работы, замеренная на верхних крышках подшипников у разъема в трех направлениях — вертикальном, поперечном и осевом, — не более 40 мкм. Оболочка корпуса и торцевые щиты статора с водородным охлаждением выдерживают в течение 15 мин гидравлическое давление, равное 8 кгс/см².

Подшипник, уплотнение вала со стороны, противоположной турбине, и подшипники непосредственно присоединенного возбuditеля электрически изолируются от фундаментных рам и маслопровода. Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром напряжением 1000 В, не менее 1 МОм.

Температура масла, выходящего из подшипника, не должна превышать плюс 65°C , а температура вкладышей — плюс 80°C . Сопротивление изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками при рабочей температуре машины должно быть не менее 0,5 МОм, сопротивление изоляции обмоток ротора при температуре не ниже 75°C — не менее 0,04 МОм.

В объем поставки входят генератор с газоохладителями (воздухоохладителями), возбuditель, выводы обмотки статора, аппаратура водородного и жидкостного (масляного) охлаждения, запасные части, монтажные приспособления, техническая документация.

В комплект аппаратуры водородного охлаждения входят пост газовый (без баллонов и редукторов), панели газового управления, сигнализации и пуска насосов, агрегат маслоснабжения, насосы подъема воды в газоохладители.

Каждый генератор типа ТГВ собирается на стенде завода-изготовителя. Во время сборки обеспечивают пригонку и центрирование торцевых щитов статора, уплотнений, вкладышей опорных и уплотняющих подшипников, а также проверяют газоплотность собранного генератора (табл. 7.26).

7.11. ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ СТАТОРА И РОТОРА

Проверка газоплотности статора и ротора выполняется сухим сжатым воздухом, подаваемым от воздушной магистрали через осушитель водорода или фильтр-осушитель, поставляемые с генератором и заполненные прокаленным силикагелем или хлористым кальцием. Перед проверкой статора устанавливают концевые выводы обмотки (табл. 7.27).

Таблица 7.24. Генераторы к паровым турбинам

Марка генератора	Завод-изготовитель	Мощность				Кoeffициент мощности	
		номинальная		максимальная		при номинальной мощности	при максимальной мощности
		кВт	кВ·А	кВт	кВ·А		
ТВВ-800-2 ТВВ-500-2	ЛЭО „Электросила“ То же	800 000 500 000	941 000 588 000	— 550 000	— 610 000	0,85 0,85	— 0,90
ТГВ-500 ТГВ-500-4*	„Электротяжмаш“ То же	500 000 500 000	588 000 588 000	500 000 500 000	610 000 610 000	0,85 0,85	0,90 0,90
ТВВ-320-2 ТГВ-300	ЛЭО „Электросила“ „Электротяжмаш“	300 000 300 000	353 000 353 000	330 000 —	367 000 —	0,85 0,85	0,90 —
ТВМ-300 ТВВ-200-2 ТГВ-200	„Сибэлектротяжмаш“ ЛЭО „Электросила“ „Электротяжмаш“	300 000 200 000 200 000	353 000 235 000 235 300	— 220 000 —	— 214 500 —	0,85 0,85 0,85	— 0,90 —
ТВВ-220-2А** ТВВ-120-2 ТВФ-100-2	ЛЭО „Электросила“ То же То же	220 000 100 000 100 000	259 000 125 000 117 500	212 000 120 000 100 000	269 000 141 000 125 000	0,85 0,80 0,85	0,90 0,85 0,90
ТВФ-60-2	„Сибэлектротяжмаш“	60 000	75 000	72 000	84 000	0,80	0,85
Т-30-2 Т-12-2 Т-6-2	Лысьвенский турбогенераторный То же То же	30 000 12 000 6000	37 500 15 000 7000	— — —	— — —	0,80 0,80 0,80	— — —

* Генератор ТГВ-500-4 с частотой вращения ротора 1500 об/мин к турбине К-500-60/1500.

** Генератор ТВВ-220-2А к турбине К-220-4А.

Таблица 7.25. Возбудители

Марка возбудителя	Завод-изготовитель	Марка генератора	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Частота вращения, об/мин	Масса ротора, т	Масса всего возбудителя с плитой, т
ВТ-6000-2	ЛЭО „Электросила“	ТВВ-800-2	3800	940	3000	7,35	33,6
БТВ-500-4 (ТВ-12)	Харьковский „Электротяжмаш“ То же	ТГВ-500-1 ТГВ-500	2340 9950	550 425	1500 3000	18,8 8,5	57,6 41,6
ВГТ-4500-100* ВТМ-1400-750р	ЛЭО „Электросила“ Новосибирский „Электротяжмаш“	ТВВ-320-2 ТВМ-300	2140 1360	450 300	3000 750	8,9 5,9	30,4 21
БТВ-300	Харьковский „Электротяжмаш“	ТГВ-300	1540	460	3000	—	—
ВГТ-2700-500* ВТ-450-3000	ЛЭО „Электросила“ То же	ТВВ-200-2 ТВВ-220-2А ТВФ-100-2; ТВФ-60-2	1370 470	315 280	3000 3000	7,4 1,8	23,7 8,5
ВТ-170-3000 ВТ-75-3000 ВТ-50-3000	Лысьвенский турбогенераторный То же То же	Т-30-2 Т-12-2 Т-6-2	190 75 50	250 230 150	3000 3000 3000	0,8 0,26 0,24	5,2 1,5 1,5

Примечания: 1. Звездочкой отмечены высокочастотные возбудители с частотой 500 Гц.
2. Генераторы ТГВ-300 и ТГВ-200 харьковского завода „Электротяжмаш“ имеют ионное возбуждение.

Таблица 7.26. Технические данные турбогенераторов

Наименование	Завод „Электросила“							Завод „Электротяжмаш“				Лысьенский турбогенера- торный завод
	ТВВ-800-2	ТВВ-500-2	ТВВ-300-2	ТВВ-200-2	ТВВ-220-2А	ТВФ-120-2	ТВФ-60-2	ТВВ-500-4	ТВВ-500	ТВВ-300	ТВВ-220	
Активная мощность, МВт	800	500	300	200	220	100	60	500	500	300	200	30
Масса статора без торцевых щитов и газоохладителей, т	332	220	250	148	170	128,1	78	235	218	266	215	60
Масса ротора, т	80	65	55	42	42,2	30,8	24,2	148	61,5	55,8	47,8	16,5
Масса торцевого щита (частей), т	6,4	3,6	4,4	4,0	4,0	3,8	2,3	39,5	19,2—25,2	9,1—8,8	7	1,25
Масса газоохладителей, т	9,3	9	8	5,7	5,7	5,6	5,6	6,7	5,5	4	4,7	4
Масса заднего подшипника с плитой, т	6,9	11,0	11,1	10,0	10,0	10,0	10,0	—	—	—	—	3,5
Давление водорода номинальное, кгс/см ²	3	4	3,5	3	3	2,5	2	3	3	3	3	0,05
Давление водорода максимальное, кгс/см ²	5	4,5	4,0	3,5	3,5	3,5	2,5	4	4	4	4	0,5
Диаметр шеек ротора, мм	520	500	450	400	400	325	300	800	500	450	435	280
Зазор между ротором и статором радиальный на сторону, мм	100	95	95	80	80	64	50	100	100	90	100	27

Таблица 7.27. Данные для проверки газоплотности генераторов

Наименование		ЛЭО „Электросила“							Завод „Электротяжмаш“		
		ТВВ-800-2	ТВВ-500-2	ТВВ-300-2	ТВВ-200-2	ТВВ-220-2А	ТВФ-120-2	ТВФ-60-2	ТВВ-500-4	ТВВ-300	ТВВ-200
Газовый объем статора	Без ротора, м ³	135	100	93	60	57	54	54		80	75
	С ротором, м ³	126	85	87	56	53	50	50		75	70
Статор	$p_{пр}$, кгс/см ²	5	4,5	4	4	4	2	2	4	4,5	4
	$p_{исп}$, кгс/см ²	3	3	3	3	3	2	2	3	3	3
	$p_{исп}$, мм рт. ст.	2280	2280	2280	2280	2280	1520	1520	2280	2280	2280
	$p_1 - p_2$, мм рт. ст.	12,0	12,0	11,0	12,0	11,0	8,0	8,0	11,5	11,5	11,5
	T , ч	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Ротор	$p_{пр}$, кгс/см ²	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6
	$p_{исп}$, кгс/см ²	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	$p_{исп}$, мм рт. ст.	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280	2280
	$p_1 - p_2$, мм рт. ст.	114	114	114	114	114	228	228	—	—	—
	T , ч	1	1	1	1	1	6	6	—	—	—
Система трубопроводов	$p_{пр}$, кгс/см ²	4	4	4	4	4	3	3	4	4	4
	$p_{исп}$, кгс/см ²	3	3	3	3	3	2	2	1	1	1
	$p_{исп}$, мм рт. ст.	2280	2280	2280	2280	2280	1520	1520	760	760	760
	$p_1 - p_2$, мм рт. ст.	5	5	5	5	5	5	5	2	2	2
	T , ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Наименование	ЛЭО, Электросида*						Завол, Электрогидрамаш*			
	ТБВ-300-2	ТБВ-100-2	ТБВ-320-2	ТБВ-203-2	ТБВ-220-2А	ТБВ-120-2	ТБВ-60-2	ТБВ-100-4	ТБВ-300	ТБВ-200
Собранный генератор	$R_{пр}, \text{кгс/см}^2$ $R_{исп}, \text{кгс/см}^2$ $R_{исп}, \text{мм рт. ст.}$ $P_1 - P_2, \text{мм рт. ст.}$ $T, \text{ч}$	4 3 2280 56 24	4 3 2280 53 24	4 3 2280 56 24	4 3 2280 56 24	4 3 2280 53 24	2 2 1520 45 24	4 3 2280 50 24	4 3 2280 50 24	4 3 2280 50 24
Система водяного охлаждения обмоток статора	$R_{пр}, \text{кгс/см}^2$ $R_{исп}, \text{кгс/см}^2$ $R_{исп}, \text{мм рт. ст.}$ $P_1 - P_2, \text{мм рт. ст.}$ $T, \text{ч}$	3 3 2280 0 2	3 3 2280 0 2	3 3 2280 0 2	3 3 2280 0 2	3 3 2280 0 2	— — — — —	— — — — —	— — — — —	— — — — —
Утечка водорода в пересчете на атмосферное давление и температуру 15 °С	$\Delta V, \text{м}^3/\text{сут}$	14	14	12	12	10	7	12	12	12

Примечание. $R_{пр}$ — пробное давление, при котором производят осмотр данного узла и определение мест утечек; $R_{исп}$ — давление, устанавливаемое в начале испытания данного узла на газоплотность; $P_1 - P_2$ — допустимое падение давления за контрольное время; T — контрольное время.

Возможными местами утечек могут быть сварные швы корпуса статора и корпусов уплотняющих подшипников, люки и заглушки, уплотнения газоохладителей и торцевых щитов, доски крепления выводов обмотки статора и выводы коммутаций КИП.

Для отыскания мест утечек используется галоидный течискатель ГТИ-3. В воздух, заполняющий статор (ротор), добавляется газ фреон-12 (дифтордихлорметан CF_2Cl_2 , ГОСТ 19212-73). Фреон-12 безвреден, взрывобезопасен; температура кипения при 760 мм рт. ст. — 29,8°С; транспортируется и хранится в стальных баллонах емкостью 25—55 л.

Расход фреона для проведения испытания на плотность всей системы охлаждения генератора с предварительным двукратным испытанием статора, ротора и газомаслопроводов в отдельности составляет для генераторов 60—100 МВт 35 кг, 165 МВт 40 кг, 200 МВт 50 кг и 300 МВт 65 кг.

Если в процессе испытаний температура воздуха в статоре изменяется, допусаемое падение давления воздуха в статоре (табл. 7.27) необходимо пересчитать по формуле

$$\Delta p = p_1 - \left(\frac{p_1 T_2}{T_1} - \frac{\Delta V T_2}{0,38 V} \right),$$

где Δp — допустимое падение давления воздуха в статоре, мм рт. ст.; p_1 — абсолютное давление воздуха в статоре в начале испытания, равное давлению, замеренному по дифманометру, плюс 760 мм рт. ст.; T_1 — абсолютная температура воздуха в статоре в начале испытания, равная температуре, замеренной по термометру, плюс 273 К; T_2 — абсолютная температура воздуха в статоре в конце испытания, К; ΔV — допустимая утечка воздуха, приведенная к атмосферному давлению и температуре воздуха 15°С, м³; V — газовый объем статора без ротора, м³. Допустимая утечка воздуха ΔV составляет 1,5% газового объема статора.

Падение давления воздуха должно быть меньше или равно

$$p_1 - p_2 \leq \Delta p.$$

Гидравлическое испытание системы водяного охлаждения обмотки статора генератора ТГВ-200 в составе обмоток, выводов, проходных изоляторов и коллекторов выполняется дистиллятом при давлении 10⁺¹ кгс/см². Для удаления воздуха из системы дистиллят прокачивается в течение 12 ч. Стабилизация теплового режима системы, заполненной дистиллятом, продолжается 1,5 ч. Выдержка системы под испытательным давлением 24 ч. Изменение давления за 24 ч не должно превышать $\pm 0,5$ кгс/см² без течи и отпотевания.

В случае изменения температуры системы нужно учесть ее влияние на давление дистиллята путем сравнения расчетного перепада давления с фактическим:

$$\Delta p' = \frac{\sum \Delta p_i' \Delta t_i}{t_1 - t_2}; \quad p'' = \Delta p \pm \Delta p';$$

$$p''_{\text{макс}} = \Delta p + \Delta p'.$$

где Δt — табличные интервалы температур; Δp_i — соответствующие Δt перепады давления (табл. 7.28); $\Delta p_i'$ — допуск на изменение дав-

лния в одном интервале температур; ($p_{\Phi} = p_1 - p_2$ — фактический перепад давления).

Система водяного охлаждения обмотки статора проверяется не только на плотность, но и на проходимость. Для этого зажимами, установленными на водоподводящих шлангах, отключают все стержни, кроме двух проверяемых. При давлении воды в напорном коллекторе

Т а б л и ц а 7.28. Данные для проверки плотности системы водяного охлаждения обмоток статора генератора

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	$\Delta p_i, \text{кгс/см}^2$	$\Delta p_{\text{л}}, \text{кгс/см}^2$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	$\Delta p_i, \text{кгс/см}^2$	$\Delta p_{\text{л}}, \text{кгс/см}^2$
35—34	2,48	$\pm 0,3$	19—18	1,20	$\pm 0,17$
34—33	2,40	$\pm 0,3$	18—17	1,10	$\pm 0,15$
33—32	2,35	$\pm 0,3$	17—16	1,03	$\pm 0,15$
32—31	2,31	$\pm 0,3$	16—15	0,94	$\pm 0,12$
31—30	2,14	$\pm 0,3$	15—14	0,77	$\pm 0,12$
30—29	2,10	$\pm 0,3$	14—13	0,68	$\pm 0,10$
29—28	2,06	$\pm 0,25$	13—12	0,51	$\pm 0,10$
28—27	1,97	$\pm 0,25$	12—11	0,43	$\pm 0,10$
27—26	1,88	$\pm 0,25$	11—10	0,43	$\pm 0,10$
26—25	1,80	$\pm 0,25$	10—9	0,25	$\pm 0,10$
25—24	1,70	$\pm 0,22$	9—8	0,17	$\pm 0,10$
24—23	1,63	$\pm 0,22$	8—7	0	$\pm 0,10$
23—22	1,54	$\pm 0,20$	7—6	-0,08	$\pm 0,10$
22—21	1,45	$\pm 0,20$	6—5	-0,25	$\pm 0,10$
21—20	1,37	$\pm 0,17$	5—4	-0,34	$\pm 0,10$
20—19	1,28	$\pm 0,17$			

1 кгс/см² через каждую пару стержней должно проходить за 1 мин не менее 15 л воды. Воду собирают в мерный сосуд, установленный на открытом участке сливного трубопровода.

Для определения незначительных утечек воздуха через уплотнения болтов токопроводов в отверстие, где расположены болты, заливают спирт.

Контроль продуваемости каналов пазовой части обмотки (рис. 7.21, а) производится при давлении сухого, очищенного от масла воздуха ($3 \pm 0,1$ кгс/см²).

В пазовой части обмотки ротора допускается иметь не более шести закрытых каналов при условии, что на одном пазе находится не более одного закрытого канала, а средние значения динамического давления в каналах, прилегающих к закрытым, не ниже среднего по ротору.

Контроль продуваемости каналов лобовой части обмотки (рис. 7.20, б) производится при давлении воздуха под бандажным кольцом, равным 50 мм вод. ст. Наименьшее значение статического давления в отдельных каналах не должно быть ниже 20 мм вод. ст. Полностью закрытые каналы в лобовой части обмотки не допускаются.

Гидравлическое испытание газоохладителей производится холодной водой при давлении 5—6 кгс/см², а воздухоохладителей — 3 кгс/см² в течение 30 мин.

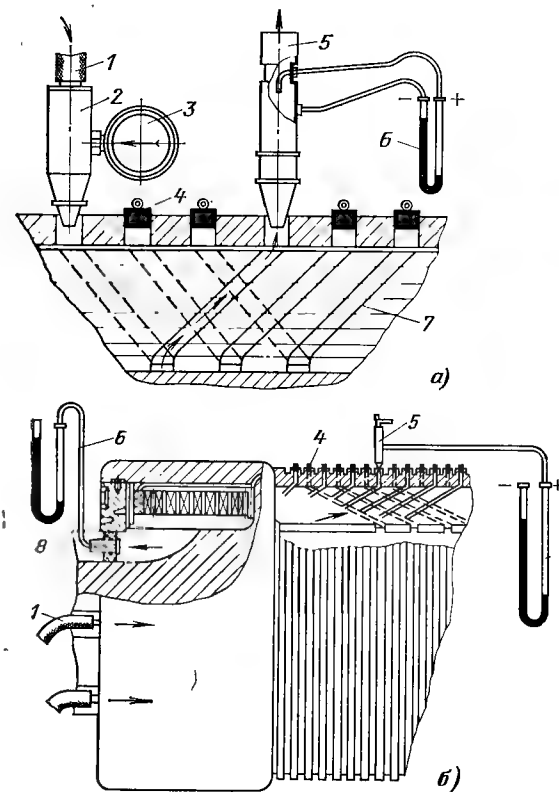


Рис. 7.20. Контроль продуваемости вентиляционных каналов роторов генераторов типов ТВВ и ТВФ.

а — схема контроля пазовой части; б — схема контроля лобовой части; 1 — шланг; 2 — напорная посадка; 3 — манометр; 4 — пробка; 5 — выходная посадка; 6 — микроманометр; 7 — канал; 8 — заглушка.

7.12. УСТАНОВКА СТАТОРА И РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Генераторы ЛЭО «Электросила» устанавливаются на закладные опорные плиты и шабренные постоянные подкладки, генераторы завода «Электротяжмаш» — на клиновые домкраты.

Строповку статора производят за специальные рымы или рым-лапы. Стропы по длине и диаметру указывают в технологических кар-

тах. Статоры генераторов 200 МВт и выше, а также меньшей мощности при недостаточной грузоподъемности одного мостового крана поднимают на фундамент двумя мостовыми кранами и специальной траверсой.

Подъем статоров генераторов ТВВ-320-2, ТГВ-300 и ТГВ-500 на фундамент выполняется двумя мостовыми кранами грузоподъемностью по 125/20 т. Для подъема статоров должна применяться облегченная траверса грузоподъемностью 255 т, массой 12,9 т.

При спаривании мостовых кранов между осями подвески траверсы обеспечивается расстояние 9200 мм. Ход грузовых тележек кранов ограничи-

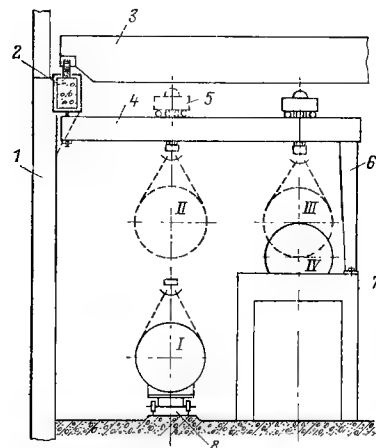


Рис. 7.21. Установка на фундамент статора генератора с помощью грузоподъемного устройства.

1 — статор подан на железнодорожном транспортере к месту подъема; II — статор поднят на максимальную требуемую высоту; III — статор движением тележки полукранового крана перевезен к месту установки; IV — статор установлен в проектное положение; 1 — колонна ряда А; 2 — подкрановая балка; 3 — мостовой кран машинного зала; 4 — мостовая ферма; 5 — тележка; 6 — стойка; 7 — фундамент; 8 — железнодорожный путь.

вается в пределах от 10 до 14 м, считая от оси подкранового пути ряда А, для этого временно переставляют конечные выключатели и упоры хода тележек.

К статору генератора ТВВ-320-2, установленному на транспортере, присоединяют рым-лапы, затем с помощью спаренных кранов устанавливают на шпальную выкладку и присоединяют концевые части. После этого статор устанавливают на фундамент в проектное положение. Статор поднимают без газоохладителей и фундаментных рам.

Статор генератора ТГВ-300 поднимают на фундамент без штатных рым-лап, наружных и внутренних щитов и без газоохладителей. Статор стропят за временные рымы, поднимают и устанавливают в проектное положение на рым-лапы, соединяют с ними, после чего временные рымы демонтируют.

Для подъема и установки на фундамент статора генератора ТВВ-800-2 разработано устройство, одна сторона которого опирается на фундамент агрегата, а другая подвешивается к подкрановым балкам (рис. 7.21).

Подъем статоров генераторов ТВВ-800-2 выполняется с применением трех мостовых кранов грузоподъемностью по 125 т и двух траверс.

Статор на фундаменте рамы устанавливают относительно осей фундамента с точностью 3—5 мм. На фундаментные плиты под опоры статора, корпуса выносного подшипника, возбuditеля и аппарата щеткодержателей укладывают по одной подкладке из листовой стали толщиной 3—5 мм.

Под корпусом выносного подшипника и подшипников возбuditеля устанавливают изоляционные прокладки.

Уточнение положения статора выполняют по ротору после центровки последнего с ротором турбины.

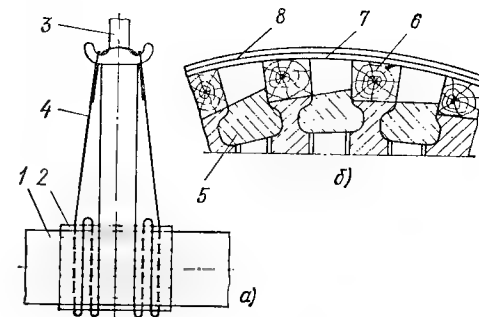


Рис. 7.22. Строповка ротора генератора.

а — схема правильной строповки; б — установка специальных деревянных защитных реек, применяемых при строповке роторов генераторов типов ТВВ и ТВФ; 1 — ротор; 2 — деревянные защитные подкладки; 3 — большой крюк мостового крана; 4 — строп; 5 — дюралюминиевые клинья ротора; 6 — деревянные защитные рейки; 7 — электрокартон; 8 — листовая сталь толщиной 0,8—1,0 мм.

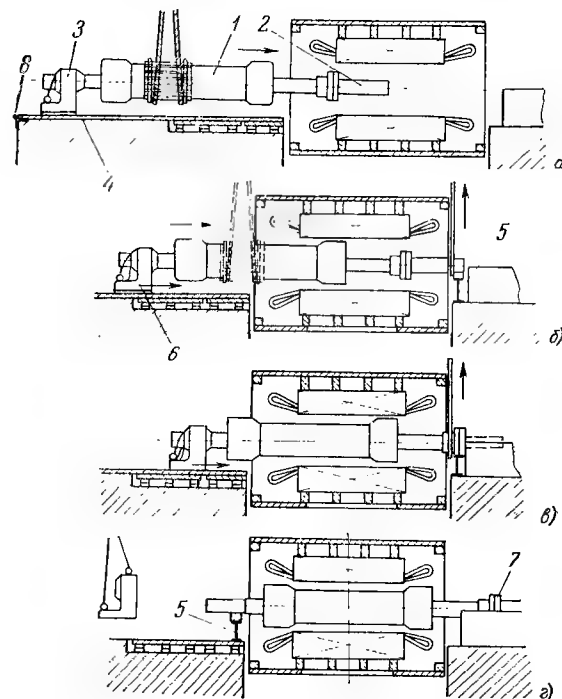


Рис. 7.23. Установка ротора в статор с помощью удлинителя. а — ротор заводится мостовым краном; б — строп переносится с бочки ротора на удлинитель; в — строп переносится на полумуфту ротора; г — монтажная балка устанавливается со стороны контактных колец; 1 — ротор; 2 — удлинитель; 3 — корпус подшипника; 4 — стальной лист; 5 — монтажная балка; 6 — тали; 7 — полумуфта турбины; 8 — место крепления опорного листа к обрамлению фундамента.

При применении оптического прибора статор устанавливают в осевом направлении относительно муфты ротора НД на определенное расстояние. По отношению к продольной оси статор и корпус выно-

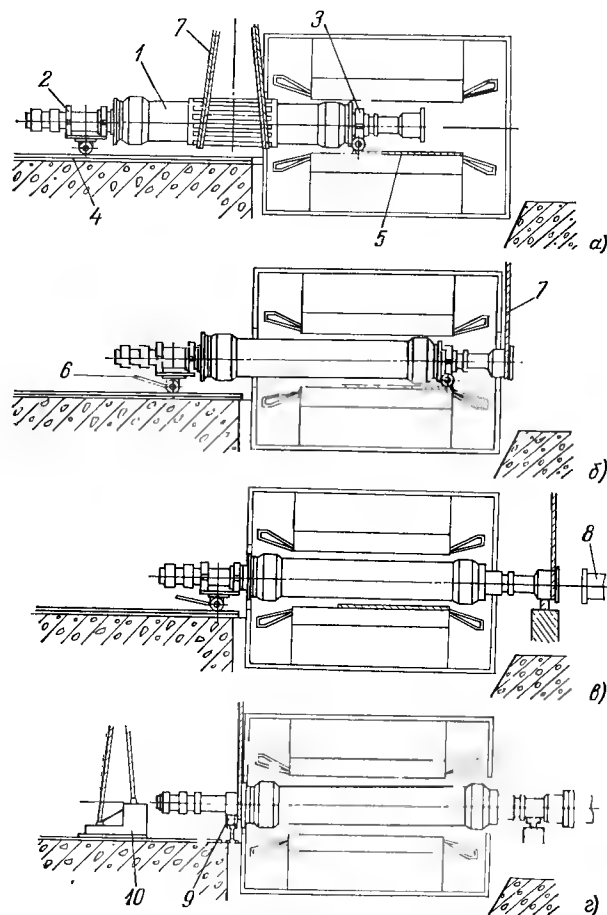


Рис. 7.24. Установка ротора в статор с помощью монтажных тележек.

а — перемещение ротора мостовым краном; б — движение ротора на монтажных тележках; в — конец ротора оперт на расточку подшипника, снята передняя монтажная тележка; г — передняя шейка ротора уложена на вкладыши подшипника, снята задняя монтажная тележка; 1 — ротор генератора; 2 — задняя монтажная тележка; 3 — передняя монтажная тележка; 4 — рельсы; 5 — защитные подкладки; 6 — рычаг; 7 — стропы; 8 — полумуфты турбины; 9 — монтажная балка; 10 — корпус подшипника.

ного подшипника выверяют с помощью зрительной трубы и центроискателей по заданным координатам центров их расточек.

Роторы генераторов 60 МВт и выше имеют непосредственное ох-

лаждение водородом. Во избежание попадания в открытые каналы посторонних предметов бочку ротора не следует освобождать от упаковки до его установки в статор.

Для роторов генераторов ТВВ-320-2 и ТВВ-200-2 лопатки вентиляторов со стороны муфты на заводе-изготовителе не устанавливают, так как его наружный диаметр больше диаметра расточки статора. Установка лопаток выполняется после заводки ротора в статор.

Ротор генератора имеет две системы балансировочных грузов: винты, установленные в радиальном направлении на бочке ротора, и грузы, установленные в пазах на ее торцах. Для предотвращения выпадения при вращении ротора винты стопорят зачеканкой металла в прорезь винта, а грузы — болтами и стопорными шайбами. При осмотре ротора тщательно проверяют крепление винтов и грузов. Для генераторов серии ТГВ необходимо продуть сухим сжатым воздухом каждую вентиляционную трубку статорных стержней.

Роторы генераторов типов ТВВ и ТВФ сначала защищают от повреждения дюралюминиевых клиншев деревянными брусками (рис. 7.22), затем по верху этой защиты окружают деревянными подкладками 2.

Установку ротора в статор выполняют с применением удлинителя (рис. 7.23) и монтажных тележек (рис. 7.24).

Ротор генератора при осмотре и установке нельзя опирать на бандажные кольца. Для осмотра ротор укладывают на деревянные вкладыши, при заводке опирают на монтажные балки или специальные приспособления.

Попадание грязи и пыли в собранный генератор недопустимо. Не должна также применяться обдувка сжатым воздухом лобовых частей обмоток, так как при этом грязь легко может попасть в вентиляционные каналы ротора. Лобовые части обмоток обтирают чистой мягкой тканью. При перерывах в работе торцы генератора с обеих сторон должны быть закрыты брезентом.

7.13. ЦЕНТРИРОВАНИЕ РОТОРА И СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА

При ревизии ротора проверяют торцевые и радиальные биения фланца полумуфты, торцевое биение гребней уплотняющих подшипников и поверхности вала, к которой присоединяется полумуфта возбuditеля. Торцевое биение допускается не более 0,03 мм. Радиальное биение фланца полумуфты и вала под уплотнениями не должно превышать 0,05 мм, а биение шейки — 0,02 мм.

Во время центрирования ротора перемещение выносного подшипника производится вместе с фундаментной плитой, при этом необходимо контролировать отсутствие перекоса корпуса подшипника относительно ротора. Контроль производят по расточкам под маслоуловителем корпуса сирпана, слена и снизу. Разность замеров не должна превышать 0,1 мм.

Зазоры между галтелями шеек вала ротора и торцами вкладыша заднего подшипника располагают так, чтобы зазор со стороны генератора был не менее суммы максимального теплового удлинения ротора и максимального относительного удлинения ротора турбины в сторону генератора. Зазор со стороны возбuditеля должен быть не менее максимального относительного укорочения роторов турбины в сторону переднего подшипника. Зазоры во вкладышах подшипников генератора находятся в тех же пределах, что и зазоры во вкладышах подшипников турбины. При цилиндрической расточке вкладыша боко-

вые зазоры должны быть равны половине верхнего, который составляет около 0,002 диаметра шейки вала. При овальной расточке вкладыша боковые зазоры примерно вдвое больше верхнего зазора, который составляет около 0,001 диаметра шейки.

Для генераторов типов ТВВ и ТВФ между сферой верхнего вкладыша и крышкой подшипника должен быть зазор в пределах 0,05—0,20 мм. Для генераторов типа ТГВ обоймы вкладышей подшипников устанавливают с натягом на сферу 0,15—0,20 мм.

Таблица 7.29. Допуски на центрирование роторов генераторов с роторами турбин по полумуфтам

Тип генератора	Разность	Допуск, мм	
		от	до
ТВВ и ТВФ	$\delta_1 - \delta_3$	0,00	+0,05
	$\delta_2 - \delta_4$	-0,05	+0,05
	$a_1 - a_3$	0,00	-0,06
	$a_2 - a_4$	-0,06	+0,06
ТГВ	$\delta_1 - \delta_3$	0,00	+0,04
	$\delta_2 - \delta_4$	-0,04	+0,04
	$a_1 - a_3$	0,00	-0,04
	$a_2 - a_4$	-0,04	+0,04

Роторы генераторов типа ТГВ предварительно центрируют к ротору турбины путем перемещения статора так, чтобы разность результатов радиальных замеров по муфте не превысила 0,1 мм, а разность торцевых замеров — 0,05 мм (табл. 7.29).

Если вводится технологическая расцентровка, то сначала роторы центрируют в пределах допусков, муфты райберуют, потом собирают, а затем положение вкладыша одного из роторов измеряют по высоте путем замены подкладки под нижней и боковыми опорными колодками.

Отверстия в муфтах роторов турбины и генератора обрабатывают после центрирования, удовлетворяя следующим требованиям:

отверстия в полумуфтах должны быть соосными, строго перпендикулярными торцевой поверхности муфты;

конусность и овальность отверстий допускается не больше 0,02 мм. обработка поверхности должна соответствовать 7—8-му классу чистоты.

Если торцевые биения полумуфт превышают допускаемые, но отличаются друг от друга не более чем на 0,02—0,03 мм, следует соединять полумуфты так, чтобы место максимального биения одной полумуфты сопрягалось с местом минимального биения другой.

Полумуфты стягивают четырьмя временными шпильками, которые устанавливают в отверстия, расположенные по двум перпендикулярным диаметрам. Необходимо проверить, чтобы при соединении полумуфт не произошло недопустимого сдвига роторов или полумуфт относительно оси вращения. Радиальное биение соединенных полумуфт

не должно отличаться от биения полумуфт разъединенных роторов более чем на 0,02 мм.

Перед обработкой соединительных болтов по обработанным отверстиям уравнивают болты с гайками, шайбами и шплинтами. Разность масс укомплектованных болтов не должна превышать 10—15 г. Соединительные болты протачивают и шлифуют до диаметра, меньшего диаметра отверстия в муфте на 0,01—0,02 мм.

Соединительный болт должен входить в отверстие от легкого удара свинцовой или медной кувалды массой 3—4 кг до упора головки в торец полумуфты. Установленные болты, гайки и шайбы маркируют номером отверстия муфты.

Для снижения вентиляционного эффекта и нагрева корпуса подшипников гайки соединительных болтов муфт роторов мощных турбин АЭС выполняют утопленными в полумуфте и стопят специальным устройством.

После соединения роторов турбины между собой и с ротором генератора проверяют продольное положение статора. Поперечная магнитная ось статора должна быть сдвинута относительно поперечной магнитной оси ротора в сторону возбудителя на величину, равную 2—10 мм, в зависимости от типа генератора.

Статор должен быть расположен concentрично относительно ротора. При этом зазоры между активной стальной ротора и расточкой статора, измеренные сверху, снизу, слева и справа по обоим его торцам, должны быть равны или отличаться от среднего зазора не более чем на 1 мм.

Электрическое сопротивление изоляции заднего опорного и заднего уплотняющего подшипников, а также узлов маслопроводов должно быть не менее 1 МОм. Для проверки применяют мегаомметр напряжением 1000 В. Если сопротивление изоляции ниже нормы, то ее нужно высушить.

7.14. ЗАКРЫТИЕ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА И МОНТАЖ ВОЗБУДИТЕЛЯ

Перед установкой щитов осматривают кольцевой зазор между ротором и расточкой статора, а также пространство между корпусом и сердечником статора, чтобы убедиться в отсутствии посторонних предметов. Уплотняющий резиновый шнур следует приклеить в пазы щитов клеем № 88. При установке маслоуловителей и диффузоров нужно проверить соответствие зазоров допускам (табл. 7.30). Плотность прилегания баббитовой заливки вкладыша уплотняющего подшипника к опорному гребню на валу ротора проверяют по краске. На каждом квадратном сантиметре рабочей поверхности баббита должно быть два-три касания.

Регулировку натяга прижимающих пружин вкладыша выполняют по заводским данным, после чего колпачковые гайки пружин стопят отожженной стальной проволокой $\varnothing$ 2 мм. Проверку подвижности собранных уплотняющих подшипников выполняют при снятых крышке и верхнем вкладыше опорного подшипника. Вкладыш, отжатый от гребня, не должен заклиниваться в расточке корпуса, а должен возвращаться до упора в гребень под действием пружин или при давлении прижимного масла 0,3—0,4 кгс/см².

После промывки маслопроводов промывают и уплотняющие подшипники, для чего отжимают вкладыш от гребня на 3—5 мм и по-

Т а б л и ц а 7.30. Допуски на зазоры в маслоуловителях, уплотняющих подшипниках и вентиляторах турбогенераторов

Место измерения	Допускаемое отклонение радиального зазора, мм								Допускаемое отклонение осевого зазора, мм
	Сторона турбины				Сторона возбuditеля				
	Верх	Низ	Справа	Слева	Верх	Низ	Справа	Слева	
Генераторы типов ТВВ и ТВГ									
Маслоуловитель относительно вала ротора	0,25—0,50	0,10—0,15	0,20—0,25	0,20—0,25	0,25—0,50	0,10—0,15	0,20—0,25	0,20—0,25	—
Уплотняющий подшипник относительно корпуса	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	1,5—1,8	—
Вентилятор относительно диффузора	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	2,5—4,0	5—7,5
16—19									
Генераторы типа ТГВ									
Маслоуловитель относительно вала ротора	0,40—0,60	0,20—0,25	0,30—0,40	0,30—0,40	0,40—0,60	0,20—0,25	0,30—0,40	0,30—0,40	—
Уплотняющий подшипник относительно гребня ротора	4±1	4±1	4±1	4±1	4±1	4±1	4±1	4±1	—
Осевой вентилятор относительно диффузора:									—
лопатки	2,2—2,5	2,2—2,5	2,2—2,5	2,2—2,5	—	—	—	—	20+6
уплотнения	1,5—2,2	1,5—2,2	1,5—2,2	1,5—2,2	—	—	—	—	—
Компрессор относительно диффузора:									—
колесо	—	—	—	—	10,9—1,1	0,9—1,1	0,9—1,1	0,9—1,1	—
уплотнение по колесу	—	—	—	—	0,9—1,1	0,9—1,1	0,9—1,1	0,9—1,1	—
уплотнение по валу	—	—	—	—	0,45—0,60	0,20—0,25	0,30—0,40	0,30—0,40	—
									29+6

дают уплотняющее масло, регулируя давление так, чтобы масло не переполняло сливной маслопровод и не попадало в корпус генератора.

Проверку плотности подшипника производят подачей уплотняющего масла давлением 1—1,5 кгс/см². Следует убедиться, что масло в сторону водорода проходит в небольшом количестве. Это подтверждает хорошую пригонку баббита вкладыша и хорошую сборку уплотняющих резиновых колец.

Если завод-изготовитель подтверждает возможность монтажа возбудителя без разборки и прилагает формуляр на сборку, то производят промывку шеек якоря и вкладышей от консервирующей смазки. Кроме того, следует удалить приспособление, удерживающее якорь от осевых перемещений при транспортировке, и проверить электрическое сопротивление изоляции корпусов подшипников по отношению к земле, которое должно быть не меньше 1 МОм. В противном случае необходимо произвести полную ревизию возбудителя.

Зазоры в подшипниках, между полюсами и якорем, зазоры по вентилятору устанавливают по паспорту возбудителя. Допустимые отклонения зазоров между полюсами и якорем возбудителя составляют для главных полюсов ± 10 , а для добавочных $\pm 5\%$ среднего зазора.

Следует также произвести гидравлическое испытание воздухоохлаждающей под давлением 3 кгс/см² в течение 2 ч.

Сдвиг якоря возбудителя относительно статора в сторону генератора в зависимости от типа и мощности должен быть в пределах 4—12 мм. Центрирование якоря к ротору генератора по полумуфтам должно быть в следующих пределах: разность торцевых зазоров $\pm 0,05$ мм, разность радиальных зазоров 0,06 мм. Целесообразно якорь возбудителя устанавливать ниже ротора генератора на 0,05—0,15 мм.

Центрирование возбудителя производят путем изменения толщины подкладок, устанавливаемых под фундаментные плиты, и перемещения возбудителя в горизонтальной плоскости совместно с рамой.

Для восстановления центрирования возбудителя при ремонтных работах между его рамой и фундаментными плитами следует установить цилиндрические контрольные штифты диаметром 25—30 мм.

Траверсу, на которой крепятся щеткодержатели, устанавливают после окончания центрирования ротора генератора к ротору турбины.

Радиальные зазоры между контактными кольцами и щеткодержателями, замеренные сверху, снизу, справа и слева, должны различаться не более чем на 1 мм.

В осевом направлении траверсу следует расположить так, чтобы при всех режимах от холостого хода до полной нагрузки щетки располагались на поверхности контактных колец.

При монтаже резервного возбудителя в первую очередь на раму устанавливают маховик и вывешивают на фундаменте так, чтобы уклоны шеек вала маховика были равны или их разность не превышала 1—2 делений уровня. Поперечный уклон горизонтальных разъемов подшипников маховика не должен превышать 2—3 делений уровня. Под корпуса подшипников электродвигателя, возбудителя и маховика устанавливают стальные подкладки толщиной 2—3 мм, под корпуса подшипников электродвигателя и возбудителя — изолирующие подкладки. Ротор электродвигателя и якорь возбудителя имеют по одному опорному подшипнику, поэтому их установку на место производят со сборкой жестких муфт между ними и валом маховика. Центрирование ротора электродвигателя и якоря возбудителя к валу махо-

вика следует выполнять с раскрытием торцов муфт снизу на 0,05 мм.

7.15. МОНТАЖ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ И КОНТРОЛЬ ГАЗОПЛОТНОСТИ СОБРАННОГО ГЕНЕРАТОРА

До монтажа газопроводов тщательно очищают внутреннюю поверхность труб от сварочного графа, окислины, песка и масла; фланцевые соединения газопроводов уплотняют прокладками из маслоупорной резины или пластика.

Газопроводы нельзя прокладывать горизонтально; должен соблюдаться уклон не менее 3—5° в сторону газового поста, на котором имеются дренажи и индуктивный указатель уровня, сигнализирующий о появлении жидкости в системе.

Вся арматура перед монтажом проверяется на газоплотность. Осушитель водорода тщательно очищают и заполняют прокаленным силикагелем или хлористым кальцием. Для того чтобы куски хлористого кальция не проваливались через отверстия сетки, их необходимо просеять на сите с ячейками 5×5 мм. После сборки осушитель испытывают сжатым воздухом давлением 4 кгс/см².

Узлы газовой системы проверяют на газоплотность путем наблюдения за падением давления воздуха по дифманометру. В газовую систему подают сжатый воздух с фреоном и места утечек определяют тенескательном.

Проверку газоплотности собранного генератора производят вместе с газопроводами, газовым постом и панелью газового управления. На уплотнительные подшипники подают масло от агрегата маслоснабжения генератора (или маслосистемы турбины). При этом должен быть включен дифференциальный регулятор масла, устанавливающий автоматически превышение давления масла 0,5—0,9 кгс/см² над давлением газа (воздуха) в корпусе генератора. Проверку газоплотности собранного генератора при неподвижном роторе генератора выполняют по тем же правилам, что и проверку газоплотности корпуса статора.

Плотность собранного генератора вместе с системой подсоединенных трубопроводов и устройств считается удовлетворительной, если при контрольной проверке утечка воздуха в сутки не превышает 5% газового объема генератора с установленным ротором. Утечка водорода может быть определена по утечке воздуха:

$$\Delta V_{\text{вод}} = \Delta V_{\text{возд}} \frac{\sqrt{\rho_{\text{возд}}}}{\sqrt{\rho_{\text{вод}}}},$$

где $\rho_{\text{возд}}$ — плотность воздуха, кг/м³; $\rho_{\text{вод}}$ — плотность водорода; $\rho_{\text{возд}} = 1,18$ кг/см³, $\rho_{\text{вод}} = 0,11$ кг/м³ при атмосферном давлении и 15° С, поэтому

$$\frac{\Delta V_{\text{вод}}}{\Delta V_{\text{возд}}} \approx 3,2.$$

Утечку воздуха $\Delta V_{\text{возд}}$, м³/сут, можно определить по формуле:

$$\Delta V = 38V \left(\frac{P_1}{T_1} - \frac{P_2}{T_2} \right),$$

или в %:

$$\Delta V = 100 \left(1 - \frac{P_2 T_1}{P_1 T_2} \right).$$

В уплотнениях торцевого типа, которые устанавливают почти на всех выпускаемых в настоящее время генераторах, расход масла на сторону водорода должен быть доведен до 2,5—4 л/мин (на оба уплотнения).

В системе водяного охлаждения обмоток статора в качестве охлаждающей жидкости применяют обессоленный конденсат, поэтому все узлы системы охлаждения изготовляют из нержавеющей стали.

Бак системы устанавливают на 4—6 м выше оси турбоагрегата. Насосы, теплообменники и фильтры располагают на отметке пола машинного зала. При ревизии бака следует проверить герметичность поплавка регулятора уровня путем погружения его под уровень воды на 1—2 ч, а также отсутствие заеданий в рычажной системе.

Бак испытывают сжатым воздухом под давлением 2 кгс/см². Допустимое снижение давления воздуха — не более 1 мм рт. ст. за 30 мин.

Корпус теплообменника испытывают давлением воды 9 кгс/см², трубную систему — 21 кгс/см². Давление выдерживают 30 мин. Фильтры испытывают водой под давлением 12 кгс/см² в течение 1 ч. Трубопроводы отсоединяют заглушками от проходных изоляторов у генератора и испытывают водой под давлением 24 кгс/см².

Промывку системы производят конденсатом или обессоленной водой. Сначала промывают систему трубопровода, помимо статора, теплообменников и солемера, по обводным трубопроводам. При второй промывке — теплообменники, а затем промывают всю систему, включая обмотку статора.

7.16. МОНТАЖ КОНДЕНСАТОРОВ

В зависимости от габаритов конденсаторы (табл. 7.31) поставляются на монтаж полностью собранными или в виде отдельных узлов. Полностью собранные конденсаторы с завальцованными трубами поставляются КТЗ и УТМЗ для турбин до 100 МВт.

Технологию сборки корпуса конденсатора выбирают в зависимости от степени готовности фундамента турбины. Если нижняя плита фундамента выполнена, то сборку корпуса конденсатора следует производить на ней. В том случае, когда фундамент закончен, корпус следует заранее собрать и установить в проем готового фундамента.

Сборку корпусов конденсатора турбин 300 МВт и более производят на нижней плите фундамента до сооружения верхней части. Конденсаторы, поставляемые в собранном виде, устанавливают в проем фундамента до установки цилиндра турбины или до сооружения верхней части фундамента.

Перед сборкой удаляют временные крепления, обеспечивающие необходимую жесткость узлов конденсатора на период транспортировки. После окончания выверки узлов корпуса выполняют прихватку стыкуемых деталей и сварку. Проверку качества сварных соединений корпуса выполняют путем налива воды или керосиновой пробой.

Установку конденсатора в проем фундамента выполняют с последовательным переносом стропов через балки верхней части фундамента (рис. 7.25).

При хранении на открытом воздухе или в сырых помещениях латунные трубки склонны к растрескиванию при температуре ниже нуля и к появлению микротрещин, поэтому они должны храниться в сухих отапливаемых помещениях, где не должны находиться аммиак, кислоты, щелочи и другие активные химические реактивы.

Таблица 7.31. Конденсаторы паровых турбин

Марка конденсатора	Завод-изготовитель	Марка турбины	Поверхность охлаждения, м ²	Давление в паровом пространстве, кгс/см ² (абс.)	Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	Число трубок, шт.	Длина трубок, мм	Диаметр трубок, мм	Масса конденсаторов без воды, т
Конденсаторы турбин ТЭС									
800-КПС-3 K-11520	ЛМЗ ХТГЗ	K-800-240-3 K-500-240-2	41 200 11 520×2	0,035 0,035	73 000 25 900×2	19 625×2 14 740×2	12 000 9000	28×1 28×1 28×2 (700 шт.) 28×1	1100 298×2
500-КПС-3	ЛМЗ	K-500-130	22 500	0,046 0,060	46 000	28 620	9000	28×1	(№ 1) 640 (№ 2) 370
300-КПС-3 K-15240	ЛМЗ ХТГЗ	K-300-240 K-300-240	15 400 15 240	0,035 0,035	36 000 34 805	19 000 19 600	8900 8900	28×1 28×1 28×2 (564 шт.)	335 385
K2-14000-1 200-КПС-2	УТМЗ ЛМЗ	T-250/300-240 K-210-130	14 000 4500×2	0,055 0,035	28 000 12 500×2	20 578 5900×2	9000 8060	24×1 30×1	302 109×2
КТ2-6200-1 100-КПС-4 50-КПС-5	УТМЗ ЛМЗ ЛМЗ	T-110-130 K-100-90 K-50-90	3110×2 3000×2 3000	0,054 0,035 0,035	8300×2 8000×2 8000	5680×2 5800×2 5750	7500 6650 6650	24×1 25×1 25×1	65×2 67,5×2 56

Продолжение табл. 7.31

Марка конденсатора	Завод-изготовитель	Марка турбины	Поверхность охлаждения, м ²	Давление в паровом пространстве, кгс/см ² (абс.)	Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	Число трубок, шт.	Длина трубок, мм	Диаметр трубок, мм	Масса конденсаторов без воды, т
K2-3000-2 50-КПС-4	УТМЗ ЛМЗ	T-50-130 ПТ-60-130/13 ПТ-60-90/13	3000 3000	0,056 0,060	7000 8000	5374 5750	7500 6650	24×1 25×1	51 56
K2-3000-1	УТМЗ	ПТ-50-130/7	3000	0,050	7000	5374	7500	24×1	51

Конденсаторы турбин АЭС

K-8170 (для воды 5 °С)	ХТГЗ	K-220-44	8170×2	0,03	18 275×2	10 498	9000	28×1 28×2	521
K-10120 (для воды 12 °С)	ХТГЗ	K-220-44	10 120×2	0,035	22 000×2	13 000	9000	28×1; 28×2	561
K-12150 (для воды 22 °С)	ХТГЗ	K-220-44	12 150×2	0,052	27 740×2	15 612	9000	28×1	586
K-10120	ХТГЗ	K-500-65/3000	10 120×4	0,040	20 720×4	25 860	8985	28×2 28×1,5; 28×2 (1448 шт.)	659,4
K-22550	ХТГЗ	K-500-60/1500	22 550×2	0,060	22 913×2	47 876	10 000	28×1; 28×2	1066

Установку и вальцовку трубок выполняют при температуре не ниже $+5^{\circ}\text{C}$.

Для заводки через отверстия трубной доски и промежуточных перегородок на трубки рекомендуется устанавливать шарнирные нако-

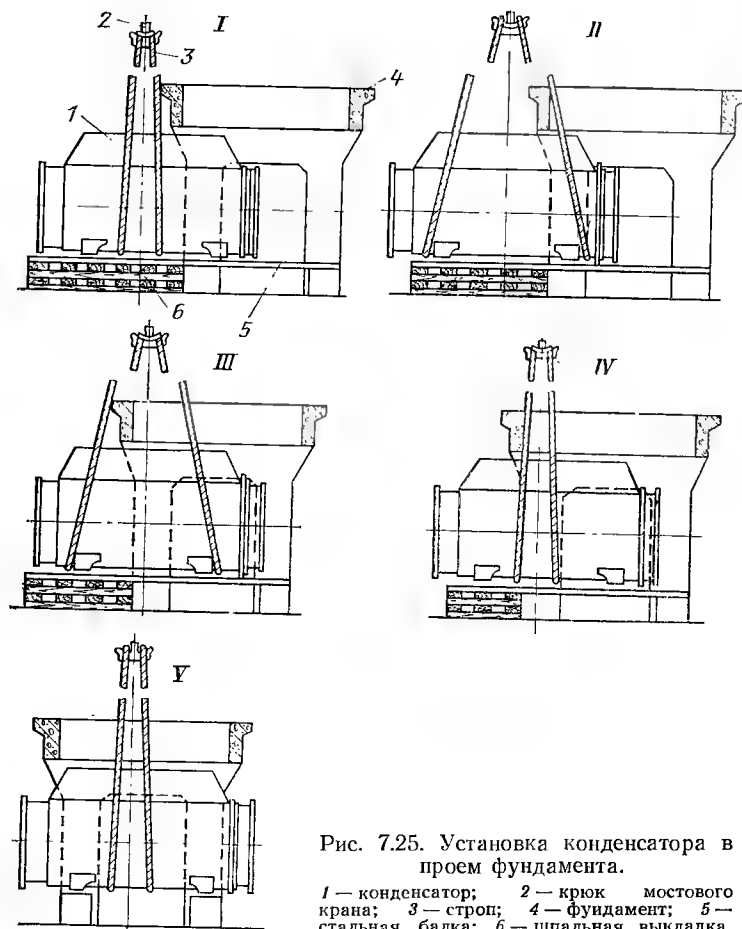


Рис. 7.25. Установка конденсатора в проем фундамента.

1 — конденсатор; 2 — крюк мостового крана; 3 — строп; 4 — фундамент; 5 — стальная балка; 6 — шпальная выкладка.

нечники, а заводку трубок осуществлять при помощи специальных приспособлений — толкателей.

Установленные трубки выравнивают со стороны заводки так, чтобы их концы выступали из трубной доски на 2—3 мм, и вальцуют. Подрезают трубки с противоположной стороны приспособлением (рис. 7.26) и также вальцуют.

Для повышения плотности вальцовочных соединений применяют покрытие трубных досок уплотняющими мастиками, нанесение которых

производят после гидравлического испытания конденсатора и устранения обнаруженных неплотностей. При выполнении работы применяют легко воспламеняющиеся растворители (бензин, уайт-спирит, ацетон), поэтому для освещения рабочих мест применяют взрывобезопасную низковольтную аппаратуру, а корпус конденсатора заземляют.

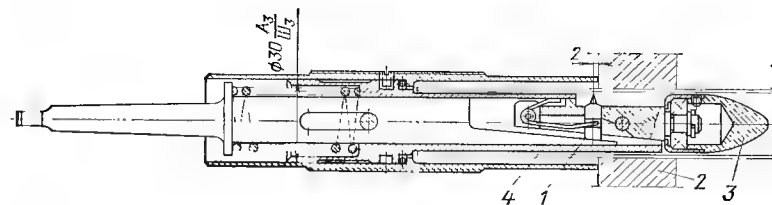


Рис. 7.26. Приспособление для подрезки конденсаторных трубок.
1 — резец; 2 — трубная доска; 3 — наконечник; 4 — трубка.

Растворители должны храниться в плотных металлических сосудах, в непосредственной близости от конденсатора должны находиться огнетушители и ящик с песком.

Защитное покрытие наносят на трубные доски и выступающие концы трубок, предварительно очищенные пескоструйным аппаратом. Сначала наносят грунтовку, а после ее высыхания — покрытие.

При выполнении работ в одной из водяных камер песок и загрязненный воздух должны отсасываться из противоположной камеры, которая закрывается брезентом или плотными деревянными щитами с отверстием для присоединения к всасывающему патрубку вентилятора. Выходной короб вентилятора выводится из машинного зала наружу.

Конденсатор перед приваркой устанавливают так, чтобы между верхней плоскостью его горловины и кромкой выхлопного патрубка турбины оставался зазор от 1 до 3 мм. Выверку правильного положения конденсатора, соединяемого с турбиной на фланцах, производят по зазору между фланцами. Пружины опор конденсатора после его выверки по осям и высоте должны стоять без перекосов и должны быть одинаково нагружены. Соединение конденсатора с выхлопным патрубком турбины производят после окончательной установки цилиндров турбины до подливки фундаментных рам или плит.

Приварку конденсатора к выхлопному патрубку цилиндра турбины производят по технологии, предотвращающей деформацию цилиндра. После окончательного соединения конденсатора с турбиной под пружинные опоры конденсатора должны быть установлены мерные подкладки (рис. 7.27, б).

Для многоцилиндровых турбин (К-800-240) невозможно добиться равномерного зазора между кромками выхлопных патрубков ЦНД и полками горловин конденсаторов в указанных выше пределах. Для таких турбин присоединение конденсаторов выполняется с применением накладок (рис. 7.27, в).

Испытание на плотность соединения между выхлопным патрубком и горловиной конденсатора (сварного шва или фланцевого соединения) производят путем налива воды в паровое пространство одновременно с испытанием на плотность трубопроводов вакуумной системы.

Испытание конденсатора на плотность с водяной стороны производят совместно с опробованием циркуляционных насосов и испытанием на плотность трубопровода охлаждающей воды.

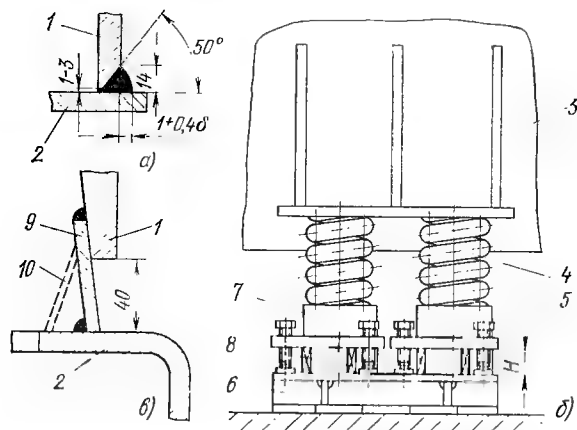


Рис. 7.27. Присоединение конденсатора к выхлопному патрубку турбины.

а — сварной шов; б — установка пружинной опоры; в — присоединение конденсатора к турбине с применением накладок; 1 — выхлопной патрубок; 2 — полка горловины конденсатора; 3 — корпус конденсатора; 4 — пружина; 5 — установочный болт; 6 — рама пружин; 7 — стакан; 8 — мерные подкладки; 9 — накладка; 10 — временный фиксатор.

17.17. МОНТАЖ МАСЛОСИСТЕМЫ

Масляная система турбин (табл. 7.32) состоит из масляного бака, маслоохладителей, масляных насосов, маслопроводов и ряда вспомогательных устройств; указателей уровня масла, фильтров, реле давления, инжекторов, клапанов и т. д.

К системам маслоснабжения турбин К-300-240 относится смазка питательных насосов.

Оборудование системы смазки (баки, маслоохладители, насосы), поставляемое в запломбированном виде, монтируют без вскрытия и ревизии. При поставке оборудования без пломб или по истечении гарантийного срока хранения оборудование подвергают ревизии.

При ревизии масляного бака проверяют отсутствие трещин, отслоений и механических повреждений краски, покрывающей стенки бака, и удаляют консервацию со всех фланцев и крепежа. Рекомендуется проверить зеркала фланцев по шабровочной плите и в случае необходимости подшамбрить.

До гидравлического испытания бака устанавливают на его нижнем фланце крестовину, к которой подсоединяют трубопроводы, идущие в бак аварийного слива масла и на маслоочистительную установку, а также трубопровод для слива воды, скопившейся в нижней части бака. Указанные трубопроводы должны быть проложены до запорной арматуры, которую необходимо подвергнуть ревизии, а внутреннюю

Таблица 7.32. Маслосистемы турбин

Марка турбины	Емкость масляных баков, м³	Маслоохладители		Марка рабочей жидкости		Давление рабочей жидкости, кгс/см²	
		Марка	Завод-изготовитель	Система регулирования	Система смазки	в системе регулирования	в системе смазки
К-1200-240	55 (смазка) 5,5 (регулирование)	М-540	ЛМЗ	Синтетическое масло ОМТИ	ОМТИ	45	1,2
К-800-240	45 (смазка) 5,5 (регулирование)	М-540	ЛМЗ	ОМТИ	ОМТИ	45	1,2
К-300-240 ЛМЗ	37 (смазка) 4,5 (регулирование)	М-240М	ЛМЗ	ОМТИ	Масло 22	48	1,2
К-500-240	52 (смазка)	МБ-190-250	ХТГЗ	Конденсат	Масло 22	20	1,7
К-300-240 ХТГЗ	39	МБ-50-75	ХТГЗ	Конденсат	Масло 22	20	1,7
К-200-130	28	МБ-63-90	Пяргале	Масло 22	Масло 22	20	1,2
К-100-90 ПТ-60-130/13; Р-50-130	14	МБ-63-90	Пяргале	Масло 22	Масло 22	20	0,9

Маслосистемы для турбин ТЭС

Марка турбины	Емкость масляных баков, м ³	Маслоохладители		Марка рабочей жидкости		Давление рабочей жидкости, кгс/см ²	
		Марка	Завод-изготовитель	Система регулирования	Система смазки	в системе регулирования	в системе смазки
T-250-40	66	—	УТМЗ	Конденсат	Масло 22	20	1,7
T-110-130 T-50-130	26	—	УТМЗ	Масло 22	Масло 22	14	0,6
K-25/90-10/1,2 КТЗ	—	МП-21	Паргале	Масло 22	Масло 22	9,5	0,8

Маслосистемы для турбин АЭС

K-220-44	56 22 (напорный)	МБ-90-135	ХТГЗ	Масло 22	Масло 22	16	1,5
K-500-65/3000	80 22 (напорный)	МБ-190-250	ХТГЗ	Масло 22	Масло 22	16	1,5
K-500-60-1500	85	МБ-190-250	ХТГЗ	Масло 22	Масло 22	20	1,5

15 а

поверхность трубопроводов очистить. На остальные фланцы установить на резиновых прокладках стальные заглушки, а из бака удалить сетки и инжекторы. Гидравлическое испытание масляного бака производят путем наполнения его водой до уровня крышки.

Следует проверить легкость хода каркаса сеток в направляющих и внимательно осмотреть сами сетки. Для масляных инжекторов следует проверить чистоту сопел и диффузоров.

Маслоохладители (рис. 7.28) после ревизии должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию с масляной и водяной сторон на давление, которое обычно составляет 5—8 кгс/см².

Трубопроводы регулирования $\varnothing$ 80 мм и ниже, а также маслопроводы смазки изготавливают по чертежам и схемам завода-изготовителя из поставляемых заводов прямых труб. Конфигурация их должна быть по возможности простой, с минимальным количеством колен и стыков. Применение сварных колен и фитингов не рекомендуется.

Количество фланцевых соединений на трубопроводах регулирования и маслопроводов должно быть минимальным.

При окончательной сборке трубопровода между фланцами ставят прокладки из прессишана толщиной 0,15—0,3 мм. После сборки и промывки трубопроводы системы регулирования испытывают прокачкой рабочей жидкости с давлением, предусмотренным инструкцией завода.

Трубопроводы регулирования с маслом в качестве рабочей жидкости, проходящие вблизи горячих труб или частей турбины, должны быть заключены в защитные короба. После монтажа масляного бака, маслоохладителей, вспомогательных насосов, а в пределах турбины — после окончательной установки цилиндров и корпусов подшипников производят сборку маслопровода. На фланцах маслопроводов, присоединяемых к корпусам заднего подшипника генератора, корпусам подшипников возбuditеля и к корпусам уплотнений вала, устанавливают изоляционные прокладки. При этом электрическое сопротивление изоляции корпусов подшипников и корпусов уплотнений должно быть не менее 1 МОм.

7.18. МОНТАЖ ЭЖЕКТОРОВ, ДЕАЭРАТОРОВ, ТЕПЛООБМЕННИКОВ И ИСПАРИТЕЛЕЙ

Эжекторы (табл. 7.33), подогреватели высокого и низкого давления, сетевые подогреватели, охладители, испарители и другие теплообменники ревизии и гидравлическому испытанию на монтаже не подвергаются в том случае, если они прошли техническое освидетельствование на заводе-изготовителе, снабжены соответствующей технической документацией, все патрубки, отверстия в них заглушены и запломбированы и если их монтаж производился без применения сварки, пайки, вальцовки элементов, работающих под давлением.

При несоблюдении указанных выше условий, а также по истечении гарантийного срока хранения оборудования должны быть произведены ревизия и гидравлическое испытание в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Госгортехнадзора СССР.

Для гидравлического испытания трубной системы пароструйного эжектора корпус удаляют (рис. 7.29), фланец трубной доски соединяют болтами с фланцем водяной камеры, а на фланцы камеры устанавливают стальные заглушки. Плотность корпуса проверяют наливом воды.

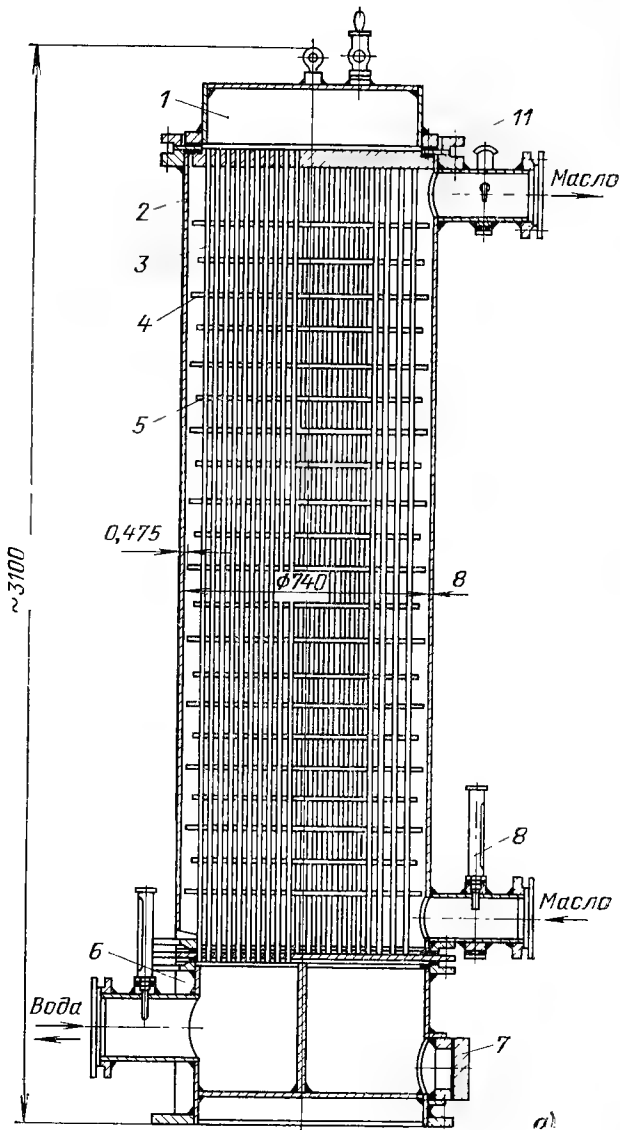
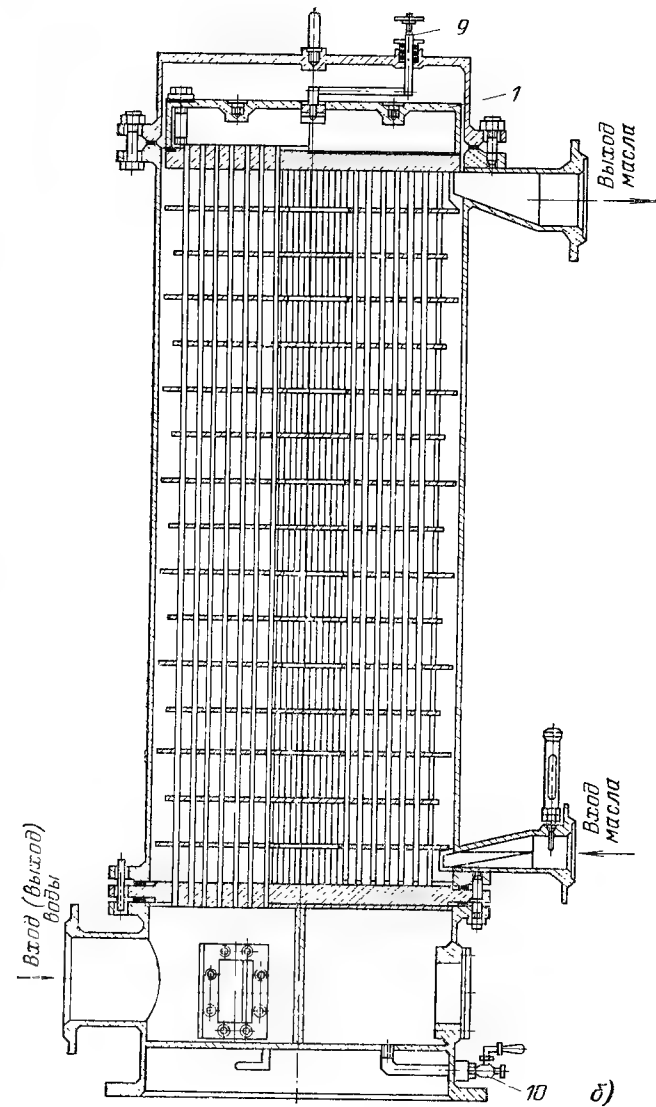


Рис. 7.28. Маслоохладители.

а — типа МБ-63-90; б — типа МБ-90-135; 1 — оборотная водяная камера; 2 — нижняя водяная камера; 7 — заглушка; 8 — термометр; 9 — воздушник; 10 — дренаж; 11 — фланец.



б — типа МБ-90-135; 1 — оборотная водяная камера; 2 — нижняя водяная камера; 7 — заглушка; 8 — термометр; 9 — воздушник; 10 — дренаж; 11 — фланец.

Таблица 7.33. Эжекторы

Марка эжектора	Завод-изготовитель	Число ступеней (корпусов), шт.	Давление пара (воды) перед соплами, кгс/см ²	Расход пара (воды), кг/ч	Производительность в сухом воздухе, кг/ч	Масса без воды, т
Эжекторы паровые						
ЭП-3-700-1	ЛМЗ	3	3,5	800	70	2,15
ЭП-1-1100-1	ЛМЗ	1	3,5	1100	205	0,1
ЭП-3-2А	УТМЗ	3	4,0	850	85	2,5
ЭП-3-25/75	ХТГЗ	3	4,0	1000	110	2,4
ЭП-1-80	ХТГЗ	1	4,0	80	40	0,02
ЭО-50	КТЗ	2	5,0	380	24	0,75
Эжекторы водяные						
ЭВ-4-1400	ЛМЗ	4	2	1400	100	0,99
ЭВ-1-350	ЛМЗ	1	2	350	—	—

На турбинах К-300-240 и К-800-240-1 ЛМЗ в качестве основного применяет водоструйный эжектор ЭВ-4-1400, а на турбинах мощностью 50—200 МВт — паровые трехступенчатые эжекторы ЭП-3-700-1. На турбинах 300 и 500 МВт ХТГЗ в качестве основных применяют паровые трехступенчатые эжекторы ЭП-3-25/75. Начальное давление пара перед паровыми эжекторами составляет 6 кгс/см². ЛМЗ и УТМЗ применяют пусковые паровые эжекторы ЭП-1-1100-1, ХТГЗ — эжекторы ЭП-1-80 и ЭП-1-150.

Для проверки плотности соединений теплообменника водоуказательные приборы, устройства для регулирования расхода конденсата греющего пара и гильзы термометров рекомендуется устанавливать на место до гидравлического испытания корпуса.

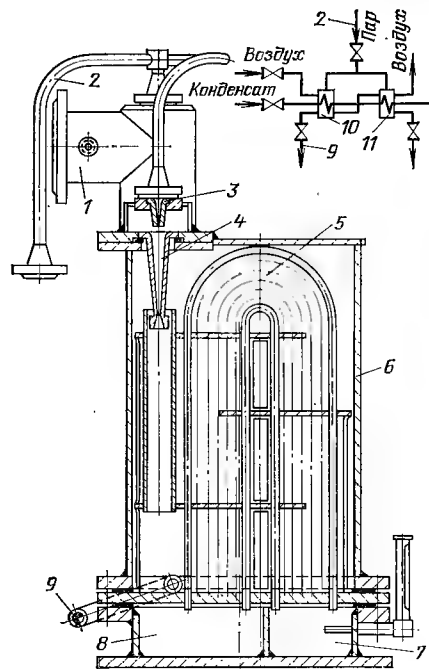


Рис. 7.29. Пароструйный двухступенчатый эжектор.

1 — патрубок подвода воздуха из конденсатора; 2 — паропровод; 3 — сопло; 4 — диффузор; 5 — трубка охладителя; 6 — корпус; 7 — выходная водяная камера; 8 — дренажный трубопровод; 9 — первая ступень эжектора; 10 — вторая ступень эжектора; 11 — вторая ступень эжектора.

При гидравлическом испытании ПНД сначала испытывают корпус 2 (рис. 7.30) со снятой водяной камерой 6. Поврежденные трубки в количестве до 2% заглушают стальными коническими пробками.

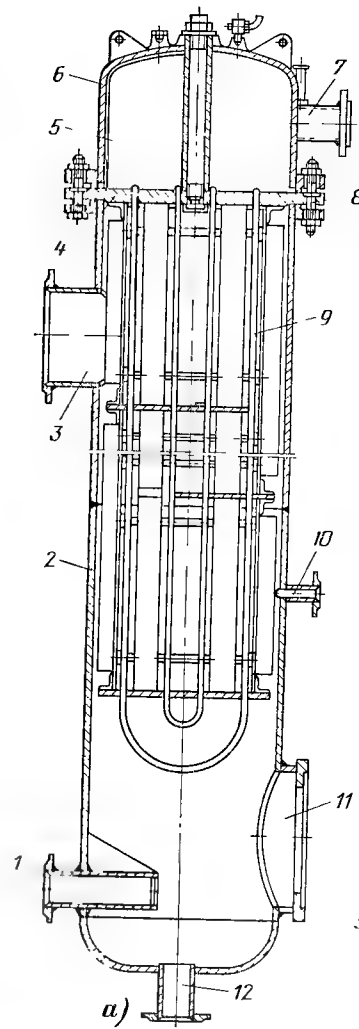


Рис. 7.30. Подогреватель низкого давления (а) и схема движения в нем конденсата (б).

1 — патрубок подвода конденсата греющего пара от последующего подогревателя; 2 — корпус; 3 — патрубок подвода греющего пара; 4 — трубная доска; 5 — перегородки; 6 — водяная камера; 7 — патрубок подвода подогреваемого конденсата; 8 — специальная шпилька; 9 — трубка; 10 — патрубок отсоса воздуха; 11 — патрубок для присоединения регулятора уровня; 12 — патрубок слива конденсата греющего пара; 13 — патрубок отвода подогреваемого конденсата

Для гидравлического испытания трубной системы ПВД корпус 2 (рис. 7.31) удаляют, а крышку с трубной системой оставляют на основании. Для снятия при необходимости корпуса ПВД, имеющего

мембранное уплотнение (рис. 7.31, в), после удаления крепежа фланцевого соединения нужно срезать сварное соединение уплотняющих прокладок 13, 14 (табл. 7.34).

Эжекторы и подогреватели вертикального типа выверяют по отвесу, а горизонтального типа — по уровню. Дополнительные прокладки, не более двух-трех под одну лапу, размещают под основной подкладкой. Все патрубки на эжекторах и теплообменниках до присоединения к ним трубопроводов должны быть закрыты металлическими заглушками.

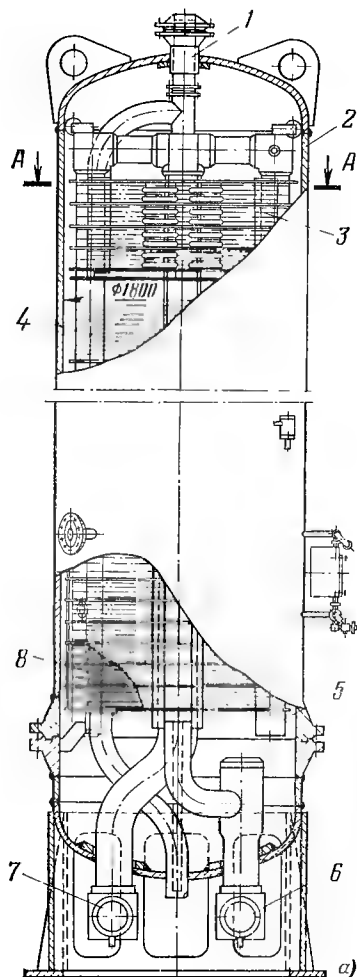
Деаэрационные колонки (рис. 7.32) и питательные баки деаэраторов (табл. 7.35—7.38) поступают на монтажную площадку раздельно. Приваривают колонки к бакам на монтаже. Сварка деаэраторов, работающих при давлении 6 кгс/см², подведомствена инспекции Госгортехнадзора СССР, поэтому ее выполняют в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Способ монтажа деаэраторов определяется компоновкой станции и степенью готовности строительной части здания. При наличии башенного крана деаэраторы устанавливают на место до сборки кровли деаэрационной этажерки. В этом случае на укрупнительной площадке полностью собирают деаэраторы.

Фундаментные плиты опор деаэратора устанавливают на стальных плоских или парных клиновидных подкладках, выравнивают плиты по уровню так, чтобы их опорная поверхность была горизонтальной; отклонение не должно превышать 5—8 делений уровня с ценой деления 0,1 мм/м. На плитах подвижных опор устанавливают обоймы с роликами, которые должны по всей длине прилегать к опорным поверхностям плит и деаэратора.

По окончании выверки фундаментные плиты и подкладки прихватывают электросваркой между собой, после чего их подливают раствором бетона.

Деаэраторы, работающие при 6 кгс/см² (абс.), подвергают пробному давлению на 8 кгс/см². Предохранительные клапаны регулируют



так, чтобы их открытие происходило при 6,2 кгс/см². Деаэраторы, работающие при 1,2 кгс/см², подвергают пробному давлению на 1,5 кгс/см². Открытие их предохранительных клапанов должно происходить при 1,35 кгс/см².

Сетевые подогреватели турбин УТМЗ (табл. 7.39) располагают горизонтально на пружинных опорах в просе фундамента. На время транспортировки вторая трубная доска распирается тремя болтами, ввинченными в корпус. Эти болты на монтаже нужно вывинтить, а отверстия заглушить металлическими пробками, уплотненными прокладками из отожженной меди толщиной 1—1,5 мм. Дренаж нижней водяной камеры специальной трубкой подсоединяют фланцами к камере и к корпусу подогревателя. Перед выемкой трубной системы искривляют люк на корпусе и отсоединяют трубку.

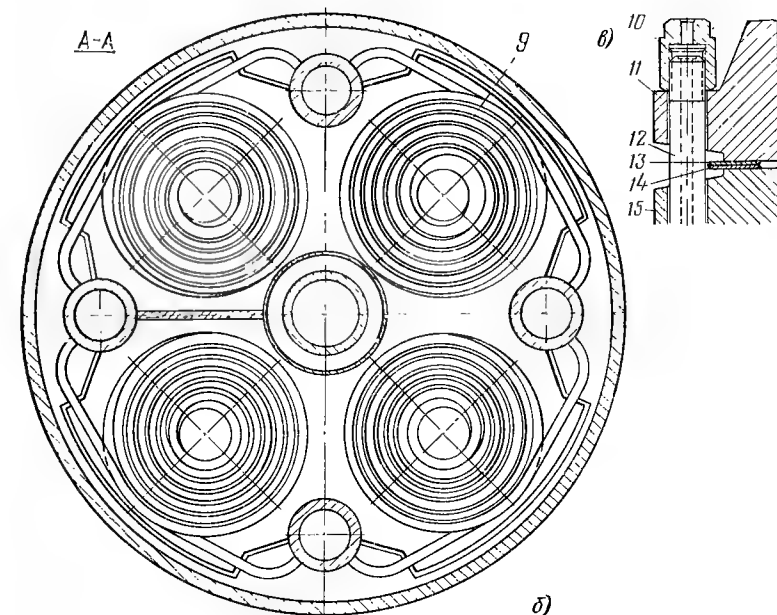


Рис. 7.31. Подогреватель высокого давления типа ПВ-600-380-42.

а — продольный разрез; б — поперечный разрез; в — мембранное уплотнение; 1 — подвод пара; 2 — корпус; 3 — зона охлаждающего перегрева пара; 4 — зона подогрева питательной воды; 5 — распределительные коллекторы; 6 — вход питательной воды; 7 — выход питательной воды; 8 — охладитель дренажа; 9 — спираль поверхности нагрева; 10 — гайка; 11 — фланец корпуса; 12 — шпилька; 13 — мембранное уплотнение; 14 — фланец крышки.

Испарители (рис. 7.33, табл. 7.40) поступают на монтаж отдельными блоками. При ревизии через лаз в корпусе снимают специальные болты, которые на время его транспортировки крепят нижнюю часть греющей секции. Установку испарителя производят на нулевой от-

Таблица 7.34. Подогреватели регенеративные для турбинных установок тепловых атомных электростанций

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м²	Рабочее давление, кгс/см²		Испытательное давление, кгс/см²		Габаритные размеры, мм		Масса, т
		воды	пара	корпуса	поверхности нагрева	высота	диаметр корпуса	

Подогреватели регенеративные высокого давления для турбин тепловых электростанций

Для турбин К-800-240-3 ЛМЗ

ПВ-1600-380-17	1560	380	17	21	425	10 950	2860	125,2
ПВ-2000-380-40	2135	380	40	50	425	10 950	3110	141,7
ПВ-1600-380-66	1650	380	66	82	425	10 950	2940	153,2

Для турбин К-300-240-1 ЛМЗ и К-300-240-2 ХТГЗ

ПВ-900-380-18	992	380	18	24	425	8860	2464	76,5
ПВ-1200-380-42	1203	380	42	52	425	8860	2680	92,1
ПВ-900-380-66	980	380	66	82	425	8860	2520	91,4

Для турбин К-200-130-3 ЛМЗ

ПВ-700-265-13	775	265	13	16	350	9625	2244	56,7
ПВ-700-265-31	775	265	31	36	350	9625	2260	60,5
ПВ-700-265-45	775	265	45	54	350	9625	2290	62,9

Для турбин ПТ-80-130/13 ЛМЗ

ПВ-425-230-23	425	230	25	31	300	7390	1740	28,3
ПВ-425-230-35	425	230	37	46	300	7390	1760	32,1
ПВ-500-230-50	500	230	50	62	300	8000	1772	39

Для турбин К-500-240-2 ХТГЗ

ПВ-2300-380-17	2100	380	17	21	425	11 350	3272	163
ПВ-2300-380-44	2100	380	44	55	425	11 350	3312	183
ПВ-2300-380-61	2100	380	61	76	425	11 350	3360	211

Для турбин Т-250/300-240-2 УТМЗ

ПВ-900-380-18	992	380	18	24	475	8860	2464	76,5
ПВ-1200-380-42	1203	380	42	52	475	8860	2680	92,1
ПВ-900-380-66	980	380	66	82	475	8860	2520	91,4

Для турбин Т-175/210-130, ПТ-135/165-130/15 и Р-100-130/15 УТМЗ

ПВ-800-230-14	760	230	14	18	350	9050	2280	61,2
ПВ-800-230-21	800	230	21	26	350	9050	2280	63
ПВ-800-230-32	800	230	32	40	350	9050	2280	63

Для турбин Т-100/120-130/13 УТМЗ

ПВ-425-230-13	425	230	13	16	350	7390	1732	26,5
ПВ-425-230-23	425	230	25	31	350	7390	1740	28,3
ПВ-425-230-35	425	230	37	46	350	7390	1760	32,1

Продолжение табл. 7.34

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м²	Рабочее давление, кгс/см²		Испытательное давление, кгс/см²		Габаритные размеры, мм		Масса, т
		воды	пара	корпуса	поверхности нагрева	высота	диаметр корпуса	

Подогреватели регенеративные низкого давления турбин тепловых электростанций

Для турбин К-800-240-3 ЛМЗ

ПН-1500-32-7-IV	1550	32	7	8,5	40	8960	2472	47
ПН-1600-32-7-III	1630	32	7		40	9335	2472	48,4
ПН-2200-32-7-Ц	2233	32	7		40	9100	2640	56,8
ПН-2400-32-7-I	2420	32	7		40	9100	2640	55,4

Для турбин К-300-240-1 ЛМЗ

ПН-400-26-2-IV	400	26	2	2,5	29	5560	1624	11,6
ПН-400-26-2-III	380	26	2	2,5	29	5560	1624	11,6
ПН-400-26-7-II	400	26	7	8,5	29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-I	478	26	7		29	5896	1624	12,9

Для турбин К-200-130-3 ЛМЗ

ПН-350-16-7-III	350	16	7	8,5	19	5680	1424	10
ПН-350-16-7-II	351	16	7		19	5680	1424	10,4
ПН-350-16-7-I	352	16	7		19	5680	1424	10,0

Для турбин ПТ-80-130/13 ЛМЗ

ПН-130-16-10-II	130	16	10	10,5	19	4585	1020	3,53
ПН-200-16-7-I	200	16	7	8,5	19	4765	1020	5,25
ПН-200-16-7-I	200	16	7	8,5	19	4765	1020	5,25

Для турбин К-500-240-2 ХТГЗ

ПН-700-29-7-III	722	29	7	8,5	36	7310	1852	24,0
ПН-1000-29-7-II	1000	29	7		36	8660	1850	27,5
ПН-700-29-7-I	705	29	7		36	8150	1850	25,0
ПН-1000-29-7-I	1015	29	7		36	8100	2060	33,5
ПН-900-29-7-I	893	29	7		36	8100	2060	33,7

Для турбин К-300-240-2 ХТГЗ

ПН-400-26-2-IV	400	26	2	2,5	29	5560	1624	11,6
ПН-400-26-7-II	400	26	7	8,5	29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-II	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-II	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-V	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-I	478	26	7		29	5896	1624	12,9

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м²	Рабочее давление, кгс/см²		Испытательное давление, кгс/см²		Габаритные размеры, мм		Масса, т
		воды	пара	корпуса	поверхности нагрева	высота	диаметр корпуса	

Для турбин Т-250/300-240-2 УТМЗ

ПН-400-26-2-III	380	26	2	2,5	29	5560	1624	11,6
ПН-400-26-7-II	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-II	400	26	7	8,5	29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-II	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-I	478	26	7		29	5896	1624	12,9

Для турбин ПТ-135/165-130/15 УТМЗ

ПН-400-26-7-II	400	26	7		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-7-II	400	26	7	8,5	29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-8-V	400	26	8		29	5560	1624	11,4
ПН-400-26-8-V	400	26	8		29	5560	1624	11,4

Для турбин Т-100/120-130/13 УТМЗ

ПН-250-16-7-III	250	16	7		19	5215	1224	6,3
ПН-250-16-7-IV	250	16	7	8,5	19	5215	1224	6,14
ПН-250-16-7-IV	250	16	7		19	5215	1224	6,14
ПН-250-16-7-IV	250	16	7		19	5215	1224	6,14

Подогреватели регенеративные высокого давления турбин атомных электростанций

Для турбин К-500-60/1500 ХТГЗ

ПВ-2000-120-17	2180	120	17	80	160	11000	2040	85
ПВ-2000-120-24	2180	120	24	80	160	13730	2060	92
ПВ-2000-120-36	2180	120	36	80	160	14000	2075	94

Для турбин К-22-44 ХТГЗ

ПВ-1600-92-15	1548	92	15	66	120	10600	2675	93
ПВ-1600-92-20	1548	92	20	66	120	10600	2675	93
ПВ-1600-92-30	1548	92	30	66	120	10600	2675	93

Подогреватели регенеративные низкого давления турбин атомных электростанций

Для турбин К-500-65/3000-2 ХТГЗ

ПН-950-42-8А	950	42	8	11,5	58	9300	2632	36
ПН-1800-42-8-IA	1800	42	8	11,5	58	9550	3032	60
ПН-1800-42-8-IIA	1800	42	8	11,5	58	9550	3032	60
ПН-1800-42-8-IIIA	1800	42	8	11,5	58	9550	3032	60
ПН-1800-42-8-IVA	1800	42	8	11,5	58	9550	3032	60

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м²	Рабочее давление, кгс/см²		Испытательное давление, кгс/см²		Габаритные размеры, мм		Масса, т
		воды	пара	корпуса	поверхности нагрева	высота	диаметр корпуса	

Для турбин К-500-60/1500 ХТГЗ

ПН-1300-25-6-IA	1324	25	6	9	35	10100	2040	42
ПН-1300-25-6-IIA	1473	25	6	9	35	10600	2042	44
ПН-1300-25-16-IIIA	1379	25	16	23	35	10025	2040	42
ПН-1600-25-16-IVA	1600	25	16	23	35	9675	2248	47

Для турбин К-220-44 ХТГЗ

ПН-800-29-7-IA	800	29	7	10	41	7424	1856	21
ПН-800-29-7-IIA	800	29	7	10	41	7424	1856	19,4
ПН-800-29-7-IIIA	800	29	7	10	41	7424	1856	19,4
ПН-800-29-7-IVA	800	29	7	10	41	7424	1856	19,2
ПН-800-29-7-VA	800	29	7	10	41	7424	1856	19,2

Примечание. ПВД турбины К-500-60/1500 горизонтального положения.

Таблица 7.35. Техническая характеристика деаэрационных колонок

Марка деаэрационной колонки	Номинальная производительность, т/ч	Рабочее давление, кгс/см²	Диаметр колонки, мм	Масса колонки, т	Завод-изготовитель
-----------------------------	-------------------------------------	---------------------------	---------------------	------------------	--------------------

Колонки повышенного давления

ДСП-6	6	8	1100	—	Черновицкий машиностроительный завод
ДСП-13	13	8	1100	2,8	
ДСП-225-7	225	6	1800	3,5	
ДСП-500М-2	500	6; 7	2000	4,25	
ДСП-1000	1000	7	2400	7,1	Барнаульский котельный завод ПО «Сибэнергомаш»
ДСП-1600М-1	1600	7	2800	10,0	
ДСП-2000-1	2000	7	3400	12,5	

Колонки атмосферного давления

ДСА-25	25	1,2	—	0,37	Черновицкий машиностроительный завод
ДСА-50	50	1,2	—	0,52	
ДСА-75	75	1,2	—	0,52	
ДСА-100	100	1,2	—	0,52	
ДСА-150	150	1,2	—	0,75	
ДСА-200	200	1,2	—	0,75	
ДСА-300	300	1,2	—	1,12	

Примечание. Для колонок повышенного давления пробное давление — 9 кгс/см², для колонок атмосферного давления — 2 кгс/см².

Таблица 7.36. Техническая характеристика деаэраторных баков

Марка бака	Рабочее давление (абс.), кгс/см ²	Вместимость бака, м ³	Масса, т	Комплекуются с колонками
Баки повышенного давления				
БД-65-13	7	65	16,95	ДСП-225-7 и ДСП-500М-2
БД-100-1-14	7	100	23,9	ДСП-1000
БД-100-2-3	7	100	23,9	2×ДСП-500М-2
БД-120-1-9	7	120	29,0	ДСП-500М-2 ДСП-1300 ДСП-1600М-1
БД-120-2-16	7	120	28,75	2×ДСП-500М-2
БД-150-1-1	7	150	34,0	ДСП-2000-1
БД-185-1-1	7	185	39,9	ДСП-2000-1

Баки атмосферного давления				
ДСА-25	1,2	15	4,63	
ДСА-50	1,2	15	4,63	
ДСА-50	1,2	25	6,51	
ДСА-75	1,2	25	6,51	
ДСА-75	1,2	35	10,05	
ДСА-100	1,2	35	8,73	
ДСА-100	1,2	50	11,44	
ДСА-150	1,2	50	11,44	
ДСА-150	1,2	75	15,66	
ДСА-200	1,2	75	15,66	
ДСА-200	1,2	100	19,67	
ДСА-300	1,2	75	15,66	
ДСА-300	1,2	100	19,67	

Примечание. Для баков повышенного давления пробное давление — 9 кгс/см², для баков атмосферного давления — 2 кгс/см².

Таблица 7.37. Техническая характеристика вакуумных деаэраторов

Марка деаэраторов	Производительность, т/ч	Габариты колонки, мм		Масса, т
		Высота (длина)	Диаметр	
ДСВ-5	5	2400	616×8	0,48
ДСВ-15	15	2400	716×8	0,54
ДСВ-25	25	2500	816×8	0,68
ДСВ-50	50	2600	1016×8	1,09
ДСВ-75	75	2600	1016×8	1,09
ДСВ-100	100	2600	1216×8	1,38

Продолжение табл. 7.37

Марка деаэраторов	Производительность, т/ч	Габариты колонки, мм		Масса, т
		Высота (длина)	Диаметр	
ДСВ-150	150	2670	1420×8	1,91
ДСВ-200	200	2670	1620×10	2,3
ДСВ-300	300	2730	2020×10	2,99
ДСВ-400М *	400	3440	3032×16	6,90
ДСВ-800М *	800	3440	3032×16	11,70
ДСВ-1200М *	1200	3440	3032×16	16,70

* Вакуумные деаэраторы горизонтального положения.

Таблица 7.38. Баки деаэраторные с барботажным устройством (ТУ 34-42-5327-77)

Емкость, м ³	Габаритные размеры, м		Масса, т
	Диаметр наружный	Длина	
25	2,6	6,2	5,8
35	2,6	8,4	6,8
50	3,2	8,2	10,0
75	3,2	11,0	13,0

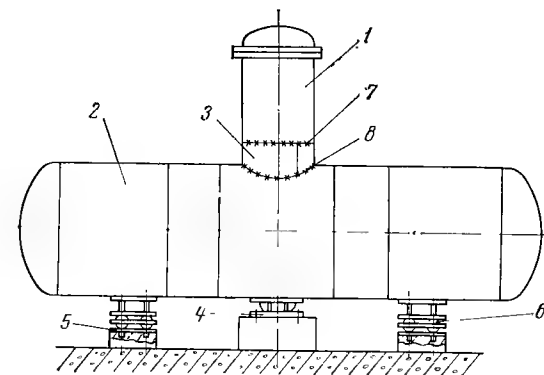


Рис. 7.32. Установка деаэратора.

1 — деаэрационная колонка; 2 — бак; 3 — горловина; 4 — неподвижная опора; 5 — подвижная опора; 6 — каток; 7 — монтажный стык (заваривается первым); 8 — второй монтажный стык.

метке машинного зала. Нижнюю часть корпуса выверяют по отвесу на подкладках. После окончания выверки подкладки прихватывают электросваркой и подливают бетоном. Грееющую секцию устанавливают в нижнюю часть корпуса испарителя на кронштейны. Секцию вырав-

Таблица 7.39. Подогреватели сетевой воды

Марка подогревателя	Площадь по- верхности теплообмена, м ²	Рабочее да- вление, кгс/см ²		Габаритные размеры, мм		Масса, т
		пара	вод ы	Высота (длина)	Внутренний диаметр и толщина стенки	

Вертикальные подогреватели						
ПСВ-45-7-15	45	7	15	4605	720×8	2,1
ПСВ-63-7-15	63	7	15	4810	820×8	2,6
ПСВ-90-7-15	90	7	15	5060	1020×8	3,9
ПСВ-125-7-15	125	7	15	5060	1020×8	4,1
ПСВ-200-3-23	200	3	23	5165	1228×8	—
ПСВ-200-14-23	200	14	23	5360	1232×10	—
ПСВ-315-3-23	315	3	23	7150	1524×10	11,9
ПСВ-315-14-23	315	14	23	7150	1540×16	13,0
ПСВ-500-3-23	500	3	23	7350	1624×10	12,6
ПСВ-500-14-23	500	14	23	7350	1640×16	15,3

Горизонтальные подогреватели						
ПСГ-800-3-8-1	800	3	8	6900	2330	—
ПСГ-1300-3-8-1	1300	3	8	7500	2730	—
ПСГ-2300-3-8-1	2300	3	8	9330	3160	—
ПСГ-5000-2,5-8-1	5000	2,5	8	12720	4050	—

Таблица 7.40. Испарители поверхностного типа

Марка испарителя	Производительность по первичному и вторичному пару, т/ч	Давление, кгс/см ²			Габаритные размеры, мм		Масса, т
		минимальное	максимальное	пробное гидравлическое	высота	внутренний диаметр и толщина стенки	
И-120	6/18	1,2	6/16	8/20	9926	2000×16	15,99
И-250	11/27	1,2	6/16	8/20	10 645	2804×20	29,78
И-350	18	1,2	6	8	10 900	2812×16	29,41
И-600	18/48	1,2	6/16	8/20	12 600	2804×20	44,46
И-1000	43/84	1,2	6/16	8/20	12 795	3404×22	61,86

Таблица 7.41. Охладители выпара дезараторов

Марка охладителя	Поверхность охладителя, м ²	Рабочее давление, кгс/см ²		Рабочая температура, °C		Пробное гидравлическое давление, кгс/см ²		Масса, т
		в корпусе	в трубной системе	в корпусе	в трубной системе	в корпусе	в трубной системе	
Вакуумные охладители								
ОВВ-2	2	0,1÷1,2	4	40÷104	10÷80	6	6	0,22
ОВВ-8	8	0,1÷1,2	4	40÷104	10÷80	6	6	0,43
ОВВ-16	16	0,1—1,2	4	40÷104	10÷80	6	6	0,68
ОВВ-24	24	0,1÷1,2	4	40÷104	10÷80	6	6	1,03
Атмосферные охладители								
ОВА-2	2	1,2	5	104	50—80	6	6	0,22
ОВА-8	8	1,2	5	104	50—80	6	6	0,43
ОВА-16	16	1,2	5	104	50—80	6	6	0,78
ОВА-24	24	1,2	5	104	50—80	6	6	1,03

Охладители повышенного давления

ОВП-18	18	7	10	164	122—151	8	12	1,07
ОВП-28	28	7	10	164	122—151	8	12	1,86

Таблица 7.42. Техническая характеристика сальниковых подогревателей

Марка подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Пробное гидравлическое давление, кгс/см ²		Габаритные размеры, м		Масса, т
		корпус	поверхность нагрева	высота (длина)	ширина	
ПС-50-1	50	1,5	20,1	2143	1365	2,01
ПС-100-3	100	2,5	16	3940	1400	2,42
ПС-115	115	1,5	32	4475	1140	4,70
ПС-200	220	1	32	3510	1900	9,41
ПС-250-8-0,5*	250	2	11	5030	1820	7,17
ПС-250-30-0,5*	250	2	37,5	5100	1850	8,80
ПС-300-33-0,5*	316	2	40	4880	2100	11,67

Примечание. Сальниковые подогреватели, отмеченные звездочкой, — горизонтального положения.

нивают на подкладках так, чтобы отклонение верхней трубкой доски от горизонтальной плоскости не превышало 3—5 мм.

В нижней части корпуса устанавливают, выверяют и крепят паропромывочное устройство, состоящее из каркаса с закрепленным на

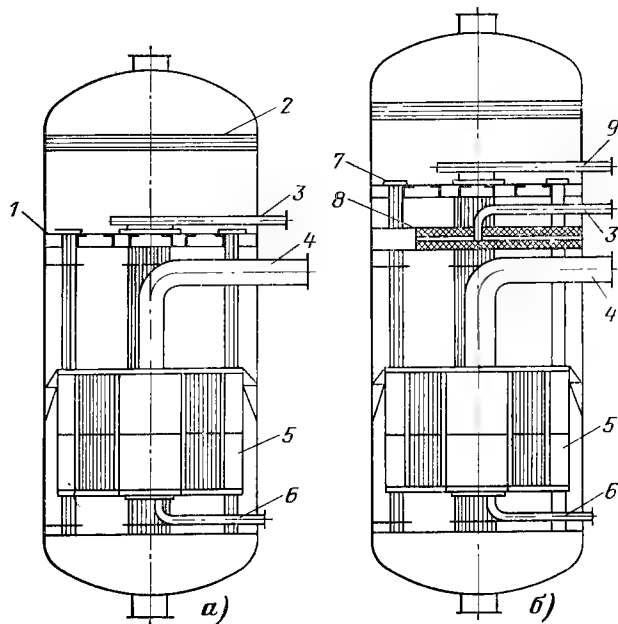


Рис. 7.33. Схема типовых конструкций испарителей.

а — аппарат с одноступенчатой промывкой пара; б — аппарат с двухступенчатой промывкой пара (вариант с орошаемой набивкой); 1 — паропромывочное устройство (барботажный дырчатый лист); 2 — жалюзийный сепаратор; 3 — труба подвода химически обработанной воды; 4 — труба подвода греющего пара; 5 — греющая секция; 6 — труба отвода конденсата греющего пара; 7 — II ступень паропромывочного устройства (барботажный дырчатый лист); 8 — I ступень паропромывочного устройства (орошаемая набивка); 9 — труба подвода промывочного конденсата.

нем барботажным листом. После этого к патрубку подвода химически очищенной воды присоединяют распределительный коллектор.

Площадку обслуживания, поплавковый регулятор питания, конденсатоотводчик и лестницу крепят болтами к кронштейнам, приваренным к корпусу.

Через боковой и нижний лазы проверяют плотность трубок и их сварных соединений с трубными досками.

Обнаруженные при гидравлических испытаниях неплотности устраняют, после чего испытания повторяют.

Технические данные охладителей выпара деаэраторов, сальниковых подогревателей, охладителей конденсата дренажей приведены в табл. 7.41—7.43.

Таблица 7.43. Техническая характеристика охладителей конденсата греющего пара подогревателей

Марка охладителя	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Давление, кгс/см ²		Пробное гидравлическое давление, кгс/см ²		Габариты, мм		Масса, т
		в трубной системе	в корпусе	в трубной системе	в корпусе	длина (высота)	диаметр	
Горизонтальные охладители								
ОГ-12М	12	16	7	19	9	2260	990	0,7
ОГ-24М	24	14	5	16,5	6	2260	940	1,39
ОВ-40М	40	26	7	31	9	4490	1050	2,30
ОВ-44-1	44	29	0,22	35	10	5100	860	2,77
ОВ-140М	140	25	3	31,5	4,5	4150	1500	4,01
ОВ-150-3	150	29	1,25	35	10	6360	1460	7,23
Вертикальные охладители								
ОДП-400-25-6-1	405	25	6	31	8	4060	1632	13
ОДП-500-25-16-11	505	25	16	31	20	4380	1848	17
ОДП-400-1V	436	42	8	53	10	4682	1632	16
ОДП-400-V	436	42	8	53	10	4682	1632	16
ОДП-600-1	653	42	8	53	10	5682	1632	19
ОДП-600-11	653	42	8	53	10	5682	1632	19
ОДП-600-111	653	42	8	53	10	5682	1632	19
Горизонтальные охладители для турбоустановок АЭС								
ОДП-400-25-6-1	405	25	6	31	8	4060	1632	13
ОДП-500-25-16-11	505	25	16	31	20	4380	1840	17
ОДП-600-1	653	42	8	53	10	5682	1632	19
ОДП-600-11	653	42	8	53	10	5682	1632	19
ОДП-600-111	653	42	8	53	10	5682	1632	19
ОДП-400-1V	436	42	8	53	10	4682	1632	16
ОДП-400-V	436	42	8	53	10	4682	1632	16

Раздел восьмой

МОНТАЖ НАСОСОВ

8.1. НАСОСЫ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

На заводах-изготовителях насосы различаются по перекачиваемым средам, способу действия и конструкциям, а на электростанциях — по назначению и применению. Важнейшие конструктивные особенности используемых на электростанциях видов насосов, определяющие их назначение и отчасти характер монтажа, приведены в табл. 8.1.

Таблица 8. 1. Основные конструктивные признаки насосов по их назначению

Назначение насоса	Способ действия	Тип ротора и рабочих колес	Форма корпуса
Насосы с расположением вала в горизонтальном направлении			
Питательные с электро- и турбоприводом, кислотной промывки, масляные, химические, водяные	Лопастный центробежный	Многоступенчатый с колесами одностороннего входа	Секционная
Конденсатные, нефтяные, водяные			
Для горячих жидкостей (центробежно-вихревые)	Лопастный вихревой		
Конденсатные	Лопастный центробежный	Многоступенчатый. Колесо 2-й ступени двустороннего входа, остальные колеса одностороннего входа	Спиральная
Бустерные, водяные, сетевые, химические		Одноступенчатый с колесом двустороннего входа	
Водяные, химические, нефтяные, грунтовые, песковые, фекальные		Консольный одноступенчатый с колесом одностороннего входа	
Для агрессивных жидкостей (вихревые)			
Масляные, водяные	Лопастный центробежный		Моноблочная

Продолжение табл. 8. 1

Назначение насоса	Способ действия	Тип ротора и рабочих колес	Форма корпуса
Масляные	Объемный ротационный	Шестеренный с зубчатыми колесами	—
Дозироочные	Объемный поршневой	Одно- и двухплунжерный	—

Насосы с расположением вала в вертикальном направлении

Циркуляционные	Лопастный осевой	Одноступенчатый с колесом одностороннего входа	Спиральная
Химические, фекальные	Лопастный центробежный	Многоступенчатый с колесами одностороннего входа	
Конденсатные, скважинные			
Артезианские			Секционная

Таблица 8. 2. Насосы для подачи питательной воды

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м подст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Питательные турбонасосы						
ПТН 2200-350	2200	3500	4700	25 000	—	Для подачи в котел воды с температурой 165°C
ПТН 1500-350	1500	3500	4700	18 000	84,5	
ПТН 950-350	875	3500	4700	18 000	86,5**	
ПТН 1150-340-150	1150	3400	6000	12 000	26,4*	

Продолжение табл. 8.2

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
ПТН 500-186-130	500	1860	6300	3400	18,0*	То же с температурой 160 °С
ПТН 270-140-90	270	1400	5000	1460	18,0*	
ПТН 115-60-35	115	600	5300	260	3,1	То же с температурой 105 °С
Питательные электронасосы						
ПЭ 900-185	900	1850	3000	5500	19,12*	То же с температурой 165 °С
ПЭ 720-185	720	2030	3000	5000		
ПЭ 600-300	600	3000	6300	8000		
ПЭ 580-200	580	2190	3000	5000	19,2*	То же с температурой 165 °С
ПЭ 580-185	580	2030	3000	3200	14,32*	
ПЭ 500-180	500	1975	3000	4000	12,6*	

Вспомогательные насосы

ПД 1600-180	1630	180	4700	На одном валу с питательным турбонасосом		Для подачи воды на всас питательного насоса (бустерный, предвключенный)
ПД 650-160	650	158	3000	500	1,67	
ЦНС 105-196	105	196	3000	110	0,576	Для подачи воды на уплотнения питательных и бустерных насосов
ЦНС 105-147	105	147	3000	75	0,518	

* Без массы привода двигателя.
 ** Вместе с массой бустерного насоса.

Таблица 8.3. Насосы для перекачивания конденсата

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Кс 1600-220	1600	220	3000	1250	7,26*	Для перекачки конденсата 2-й ступени
Кс 1000-220	1000	220	3000	800	7,26*	
КсВ 500-220	500	220	1500	500	7,75	
КсВ 500-150	500	150	1500	320	5,48	
КсВ 320-160	320	160	1500	250	4,79	

Продолжение табл. 8.3

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
КсВ 1600-90	1600	90	1000	630	13,18	Для перекачки конденсата 1-й ступени
КсВ 1000-95	1000	95	1000	400	9,335	
КсВ 500-85	500	85	1000	200	5,0	
КсД 230-115/3	230	115	1000	160	4,95	
КсВ 200-220	200	220	1500	250	5,0	Для слива из ПНД
Кс 125-140	125	140	1500	100	2,46	Для перекачки конденсата приводных турбин питательных насосов
Кс 125-55	125	55	1500	40	2,08	

Таблица 8.4. Насосы для перекачивания масла

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода двигателя, кВт	Масса, кг	Назначение насоса
Д630-90	630	90	1500	250	2,82	Для масляной системы
ЦНСМ 300-120	300	120	1500	160	2,21	Для системы смазки и регулирования, главный и пусковой
12КМ-15	290	39	1500	100	1,729	
ЦНСМ 300-240	300	240	1500	320	3,38	Для масляной системы регулирования
12КМ-20	300	18	1500	42	1,49	
Д 200-36	200	36	1580	40	0,92	Для системы смазки турбины питательного насоса
Д 200-95	200	95	3000	100	0,96	
ЦНСМ 180-297	180	297	1500	250	3,285	Для системы регулирования, конденсатный

В табл. 8.2—8.13 насосы сгруппированы по назначению и применению их в технологических схемах электростанций:

Насосы для подачи питательной воды (табл. 8.2) с турбоприводом завода «Экономайзер», а электрические — заводов Сумского насосного и «Южгидромаша» перекачивают питательную воду с температурой до 165°С через ПВД в котел.

Насосы для перекачивания конденсата (табл. 8.3) Сумского и Катайского заводов применяются для откачивания конденсата из конденсаторов турбин через ПВД в деаэратор (для всех блоков высокого давления используется двухступенчатая схема), из солевых отсеков бойлеров, ПВД и т. д. Температура перекачиваемой жидкости 120°С.

Насосы для перекачки масла (табл. 8.4) заводов «Ливгидромаш», «Южгидромаш» и Ясногорского машиностроительного используются для подачи масла в системе смазки и регулирования турбин, перекачивания и дренажа масла в главном корпусе и в центральном маслохозяйстве. В качестве масляных насосов применяются центробежные насосы для чистых жидкостей, объемные (шестеренные с зубчатыми колесами типа III), специальные (типа 12КМ-15, ЦНСМ).

Насосы циркуляционные (табл. 8.5) завода «Уралгидромаш» применяются для прокачивания охлаждающей воды через конденсаторы турбин, масло- и газоохладители.

Насосы теплофикационной, испарительной и паропреобразовательной установок (табл. 8.6) заводов «Ливгидромаш» и Сумского насосного применяются для теплофикации (отопление и горячее водоснабжение): насос 1-й ступени подает воду из теплосети через сетевые подогреватели, насос 2-й ступени подает воду в теплосеть непосредственно или последовательно через пиковые котлы.

Насосы конденсатоочистки и химводоочистки (табл. 8.7) насосных заводов Свердловского, Катайского, Кишиневского, Целиноградского, Московского им. Калинина, Щелковского применяются в конденсатоочистке, химводоочистке, спецводоочистке на других объектах главного корпуса и общестанционного хозяйства.

Насосы нефтяные (табл. 8.8) заводов Волгоградского им. Петрова, Бобруйского машиностроительного, Кишиневского и Сумского двух типов — консольные с подшипниковым креплением и с торцевым фланцевым разъемом.

Насосы технической воды (табл. 8.9) заводов «Ливгидромаш», Лаптевского машиностроительного и «Уралгидромаш» применяются для систем технического водоснабжения, схем охлаждения, питания, подпитки.

Насосы для гидрозолоудаления (грунтовые и песковые) (табл. 8.10) Бобруйского машиностроительного завода предназначены для перекачивания жидкостей с твердыми включениями (зола, шлака объемной массой до 13 000 кг/м³) и температурой от 5 до 60°С.

Песковые насосы изготавливаются Уфимским заводом горного оборудования и Ясногорским машиностроительным, применяются для перекачивания шлама, других абразивных гидросмесей объемной концентрацией твердых включений до 25%, температурой от 5 до 60°С. Насосы изготавливаются типов: П — с осевым входом; ПБ — с боковым входом как в горизонтальном, так и в вертикальном исполнении, в том числе погруженными и погруженными.

Насосы химочистки и промывки котлов (табл. 8.11) изготавливаются Саратовским заводом нефтяного машиностроения.

Таблица 8.5. Насосы системы циркуляционного водоснабжения конденсаторов турбин

Марка насоса	Подача, м³	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Вертикальные насосы						
ОП 10-185Э	64 080	23	333	5000	40,78*	Циркуляционные основные
ОП 2-145	30 600	14,7	365	1600	14,47*	
ОП 5-110	19 260	10,5	485	800	7,475*	
ОП 2-110	18 000	15	485	1000	7,7	
1000-В-4/40	9000	40—20	500	2000	14,6	
	14 400					
ОП 3-87	11 700	21	730	1000	5,0	
ОП 2-87	10 800	13,8	630	585	4,9	

Горизонтальные насосы

Д 12500-24	12 500	24	500	1250	15,8*	То же
Д 3200-95	3200	55	750	630	12,34	
Д 2500-33	2500	17	750	160	6,03	
Д 2500-62	2500	62	1000	530	7,725	

Вспомогательные насосы

Д 3200-75	3200	75	1000	800	11,73	Для технической воды, дренажный
Д 1600-90	1600	90	1500	500	4,73	
Д 1250-125	1250	125	1500	630	5,54	
Д 1250-65	1250	65	1500	320	4,245	
К 290/30	290	30	1500	40	0,6	
К 160/20	160	20	1500	15	0,37	

* Без массы приводного электродвигателя.

Таблица 8.6. Насосы теплофикационной, испарительной и паропреобразовательной установок *

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, кг	Назначение насоса
СЭ-5000-70-6	5000	70	1500	1250	5,82*	Сетевой насос бойлеров 1-го подъема
СЭ 5000-160	5000	160	3000	3200	6,3	То же 2-го подъема
СЭ 2500-60-11	2500	60	1500	500	3,8*	То же 1-го подъема
СЭ 2500-180-10	2500	180	3000	1600	2,66*	То же 2-го подъема
СЭ 1250-70-11	1250	70	1500	320	4,46	То же 1-го подъема
СЭ 1250-140	1250	140	1500	630	4,4*	То же 2-го подъема

* Без массы приводного электродвигателя.

Продолжение табл. 8.6.

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, кг	Назначение насоса
СЭ 800-55-11	800	55	1500	200	2,79	Сетевой насос бойлеров 1-го подъема То же 2-го подъема Сетевой бойлеров То же Подпиточный тепло-сети
СЭ 800-100-11	800	100	1500	320	5,3	
СЭ 500-70-16	500	70	3000	160	2,328	
ЦН 400-210	400	210	1500	400	5,952	
КсД 230-115	230	115	1000	160	4,95	

Таблица 8.7. Насосы химические, для конденсатоочистки и химводоочистки

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Д 800-57	800	57	1500	250	2,99	Для намывки целлюлозы
Д 630-90	630	90	1500	250	2,82	Для намывки целлюлозы, технической воды и взрыхления механических фильтров
Д 500-65	500	65	1500	160	2,103	Для осветленной воды теплосети
ЦН 400-105	400	205	1500	200	2,89	Для химочищенной воды теплосети и взрыхления механических фильтров
Д 320-70	320	70	3000	100	1,13	Для частично обессоленной и осветленной воды, умягченной воды
Д 320-50	320	50	1500	75	1,23	Для подачи конденсата из запасного бака в цикл блока или на обессоливающую установку, промывочной воды фильтров
К-290/30	290	30	1500	40	0,6	Для промывки механических фильтров

Продолжение табл. 8.7

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, т	Назначение насоса
ФГ-216/24	216	24	1500	40	0,58	Для рециркуляции известкового молока
Д 200-36	200	36	1500	40	0,912	Для осветленной воды
ЦПС 180-85	180	85	1500	58	1,38	Дренажный
ПБ 160/40	160	40	1500	55	1,05	Песковый для перекачивания шлама
Х 160/49-К	160	49	3000	55	0,84	Для подачи агрессивных вод на регенерацию
Х 160/29-Л	160	29	3000	40	0,81	Для рециркуляции

Таблица 8.8. Насосы нефтяные для мазутного хозяйства

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, кг	Назначение насоса
20НА-22×3	600	65	1500	160	3,89	Для перекачивания мазута
10НД-6×1	485	54	3000	132	2,58	Для рециркуляции подогрева мазута в бакс или подачи мазута в котельную, 1-го подъема
10НД-10×2	260—320	468—425	3000	630	8,0	Для подачи мазута в котельную, 2-го подъема
11Т 200/120-370	200	370	2970	320	10,0	
НК 200/120-70	200	70	3000	55	1,55	Для подачи мазута в котельную, 1-го подъема
12НА-22×6	150	54	1500	40	1,6	Для перекачивания мазута

Таблица 8.9. Насосы технической воды основного и вспомогательного оборудования энергоблока

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
ОВ 6-55	4500	7,5	930	125	1,9*	Для охлаждения вращающихся механизмов
Д 3200Э33	2500	17	750	160	6,03	Для рабочей воды пускового эжектора и подачи воды на маслоохладители
Д 2500-62	2500	62	1000	500	7,725	
Д 1250-125	1250	125	1500	630	5,5	
Д 1250-65	1250	65	1500	250	4,245	Для добавки воды в деаэрагор
Д 1000-40	1000	40	1000	160	3,1	Для водоснабжения газоохладителей турбогенератора
Д 800-57	800	57	1500	250	2,99	Для аварийной добавки конденсата
Д 630-90	630	90	1500	250	2,82	Для технической воды Для перекачивания конденсата колориферов и из баков запасного конденсата, для аварийной добавки конденсата
Д 500-65	500	65	1500	160	1,9	
Д 320-70	320	70	3000	100	1,13	Для водяного охлаждения генератора и подшипников, перекачивания из бака слива загрязненного конденсата
Д 320-50	320	50	1500	75	1,23	Для перскачки горячей подпиточной воды и конденсата из запасного бака и сливного бака
К 290/30	290	30	1500	40	0,6	Для воды, охлаждающей подшипники механизмов

* Без массы приводного электродвигателя.

Таблица 8.10. Насосы гидрозолоудаления

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Д 2500-62	2500	62	1000	500	7,725	Для перекачивания смывной воды и промывки золошлакопроводов
Д 1250-125	1250	125	1500	630	5,5	
Д 1250-65	1250	65	1500	250	4,245	
ГрТ 1600/50	1600	50	725	500	7,9	Багерные насосы 1-й и 2-й ступеней
ГрТ 1250/71	1250	71	1000	630	10,6	
ПБ 160/40	160	40	1500	55	1,05	Для перекачивания шлама
ЦНС 180-85	180	85	1500	58	1,38	Для подачи воды на уплотнения багерных насосов
ЦНС 105-98	105	98	3000	55	1,38	

Таблица 8.11. Насосы химической очистки и промывки котлов

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
МСК 1500-575	1500	575	3000	3200	4,2*	Для кислотной промывки котлов при температуре 160 °С
МСК 1000-350	1000	350	3000	1600	2,92*	То же при температуре 120 °С
ЦН 1000-180	1000	180	1500	630	7,278	То же при температуре 100 °С
ЦН 400-105	400	105	1500	200	2,89	Для обмывки регенеративных воздухоподогревателей
Д 320-70	320	70	3000	100	1,13	
Д 320-50	320	50	1500	75	1,23	

* Без массы электродвигателя.

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, т	Назначение насоса
ХП 160/49-Е	160	49	1500	55	1,15	Для откачки обмывочных вод регенеративного воздухоподогревателя

Таблица 8.12. Насосы для перекачивания сточных вод обмывки котлов и регенеративных воздухоподогревателей, зашламленных и замазученных вод, вспомогательного водоснабжения и подпитки, пожаротушения

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность привода, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Д 3200-33	2500	17	750	160	6,03	Для подпитки Для подачи осветленной воды
Д 2500-62	2500	62	1000	500	7,725	
Д 2000-100	2000	100	1500	800	8,87	Для перекачивания жидкостей
Д 630-90	630	90	1500	250	2,82	
Д 500-65	500	65	1500	160	2,103	
ФГ 450/22,5	450	22,5	960	75	1,8	Для перекачивания горячих загрязненных жидкостей
ЦН 400-210	400	210	1500	400	5,952	Пожарный
ЦН 400-105	400	105	1500	200	2,89	
Д 320-70	320	70	3000	100	1,13	
Х 160/29-Л	160	29	3000	55	0,975	Для перекачивания обмывочных вод котла и регенеративных воздухоподогревателей
ПБ 250/56	250	56	1500	100	1,671	Для перекачивания шлама
ФГ 144/46	144	46	1500	40	0,714	Для перекачивания горячих загрязненных жидкостей

Насосы фекальные (табл. 8.12) Рыбницкого насосного завода применяются как дренажные в системе гидрозолоудаления, для рециркуляции известкового молока в химводоочистке, удаления шлама.

8.2. НАСОСЫ ДЛЯ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Многие насосы на АЭС применяются такие же, как и на ТЭС: питательные, конденсатные, сетевые и др. Вместе с тем на АЭС применяются насосы в основном кислотостойкие, которые на ТЭС не используются: водяные, химические, в том числе с обогреваемым (охлаждаемым) корпусом, погруженные, герметичные (для перекачивания агрессивных, токсичных и взрывоопасных жидкостей), дозировочные с большой подачей, приводные поршневые, газобалластные вакуумные механические насосы (табл. 8.13)

8.3. ПОСТАВКА НАСОСОВ

Поставка насосов регламентирована ГОСТ 26-13-47-77 «Насосы, общие технические условия», которым предусматривается следующее: габаритные насосы и насосные агрегаты поставляются в собранном виде, негабаритные — по возможности максимально законченными узлами, не требующими разборки на монтаже;

при отгрузке насосов без электродвигателя поставляется вся муфта, одна полумуфта для электродвигателя подлежит расточке на монтаже;

в рамах или плитах насосов и насосных агрегатов предусматриваются отжимные болты для выверки оборудования на фундаменте и отверстия для заливки бетонного раствора;

на корпусах насосов, редукторов и гидромуфт устраиваются контрольные площадки для установки приборов контроля при монтаже;

консервация насоса, поставляемого блочно, его узлов и комплектующих изделий должна обеспечивать защиту от коррозии при транспортировании и хранении на складе до двух лет со времени отгрузки. Расконсервация должна быть возможной без разборки оборудования.

При поступлении оборудования проверяется соответствие оборудования техническим условиям на отгрузку и паспорту; заказываемые узлы и детали, не входящие в поставку заводов-изготовителей, но учтенные чертежами на установку насосов: закладные части, анкерные болты, металлические постаменты и др. Подкладки под фундаментные рамы временные и постоянные, в том числе плоские и парные клиновые (распространенные размеры 100×100, 80×150, 150×200 мм), изготавливаются монтажной организацией.

При приемке насосных агрегатов в монтаж проверяют комплектность поставки по отправочным документам заводов, убеждаются в отсутствии повреждений корпуса, соединительной муфты, перепускных труб и арматуры, сверяют наличие крепежных деталей, по возможности проверяют прилегание лап насоса и электродвигателя к опорной поверхности фундаментных рам и совпадение отверстий опорных лап насоса и двигателя с отверстиями рамы, а также легкость вращения ротора насоса вручную, а при соединении с приводным двигателем — совместно с ним.

Консервацию оборудования выполняют при положительной наружной температуре (не ниже +5°С). Перед нанесением защитных покрытий детали покрывают тонким слоем органического растворителя

Таблица 8.13. Насосы атомных электростанций

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Питательные насосы						
СПЭ 1650-75	1650	830	3000	5000	16,45**	Для перекачивания питательной воды температурой не более 165° С
ПЭ 850-65	850	714	3000	2500	7,765**	
ПЭ 270-150	270	1650	3000	2000	6,794**	
ПЭ 250-45	250	830	3000	800	3,45**	
ПЭ 250-45	250	500	3000	500	2,813	
ПЭ 150-85	150	910	3000	800	4,326	
ПЭ 100-53	100	580	3000	325	4,42	
Конденсатные насосы						
ЦН 1500-240-2	1500	240	3000	1600	18,695	Для перекачивания конденсата температурой 70° С
ЦН 1500-240-2а]	1850	170	3000	1600	18,695	
КсВ 1500-120	1500	120	750	1000	25,0	То же температурой 125° С
КсВ 500-220	500	220	1500	500	7,75	
КсВ 320-160-2	320	160	1500	250	4,79	То же температурой 140° С
КсВ 200-220	200	220	1500	250	5,05	
КсД 125-140	125	140	1500	100	2,59	То же температурой 125° С
КсД 125-55	125	55	1500	40	2,26	

Продолжение табл. 8.13

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Сетевые насосы						
СЭ 1250-70-11	1250	70	1500	320	4,46	Для отопления зданий и помещений АЭС, теплоснабжения калориферов вентиляционных установок, горячего водоснабжения (температура воды до 120° С)
СЭ 800-100-11	800	100	1500	320	3,2**	
СЭ 800-55-11	800	55	1500	200	2,145	
СЭ 500-70-16	500	70	3000	160	1,475	
Водяные насосы						
ЦН 1000-180	1000	180	1500	630	7,278	Для технического водоснабжения
Д 800-57	800	57	1500	250	2,99	
Д 630-90	630	90	1500	250	2,82	
8НД _{в-х}	630	90	1500	250	317	Для охлаждения автономных контуров и подвода воды к уплотнениям главного циркуляционного насоса; добавочной воды спецводоочистки, для питания охлаждения реакторного зала, бас-
Д 500-65	500	65	1500	160	2,103	
ЦН 400-105	400	105	1500	200	2,89	
Д 320-70	320	70	3000	100	1,13	
6НДВ _{в-х}	320	50	1500	75	1,32	
ЦНС-300-120 (600)	300	120	1500	42	3,23	
ЦНСК-300-120 (600)	300	120	1500	200	4,067	
Д 320-50	320	50	1500	75	1,233	
Д 200-95	200	95	3000	105	0,96	
Д 200-36	200	36	1580	40	0,912	

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
ЦН 150-110 ЦНС 105-98 (490)	150 105	980 98	3000 2960	800 75	7,75 0,54	сейфов выдержки и перегрузки
Циркуляционные насосы						
ОП 2-145	30 600	14,7	365	1600	14,47*	Для охлаждения конденсатов и маслоохладителей турбин и газоохладителей генераторов
ОП 5-145	33 480	10,5	365	1600	13,43*	
ОП 6-145	30 600	7,4	365	1000	13,3*	
ОП 10-145	33 480	17	365	2500	14,75*	
ОП 5-110	19 260	10,5	485	800	7,475*	
ОП 3-110	18 720	22	585	1600	7,7	
ОП 2-100	18 100	15	485	1000	7,6*	
ОП 3-87	11 700	21	730	1000	4,87*	
ОП 2-87	10 800	13,6	585	630	4,82*	
ЦНР 500-15	500	100	3000	500	5,34	Для циркуляции в контуре охлаждения и очистки продувочной воды парогенератора блока РБМК-1000

8—2

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
Консольные моноблочные водяные насосы						
КМ 160/20	160	20	3000	10,9	0,237	Для очистки труб конденсаторов турбин шариками, охлаждения подшипников и механизмов используются как циркуляционные насосы во вспомогательных охлаждающих контурах
КМ 90/55	90	55	3000	19	0,217	
КМ 90/35	90	35	3000	10,8	0,197	
Консольные водяные насосы						
К 290/30	290	30	1500	40	0,6	Для работы в качестве дренажных насосов сетевых теплообменников, питания и продувки испарителей
К 290/18	290	18	1500	22	0,430	
К 160/30	160	30	1500	30	0,455	
К 160/20	160	20	1500	15	0,37	
Кислотостойкие консольные насосы для жидкостей без взвесей						
Х 280/72-Т-СД	280	72	1500	160	1,9	Для перекачивания чистых агрессивных жидкостей температурой до 80° С в устройствах спец-
Х 280/72-К-СД	280	72	1500	125	2,47	
Х 280/42-Г-СД	280	42	1500	55	1,04	

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
X 160/49-K X 160/29-E (K)	160 160	49 29	3000 1500	55 40	0,84 0,61	водоочистки, водо-подготовки, конденса-тоочистки и дезак-тивационных уста-новок
Кислотостойкие герметичные насосы для жидкостей без взвесей						
ДХ 750-240-Е-2Г ДХ 700-140-Е-2Г	750 700	240 140	3000 3000	800 500	7,095 6,5	Для залива реак-торов ВВЭР-1000 раствором борной кислоты
Газобалластные вакуумные механические насосы						
НВ 3-100Д (ВН-6ГМ)	Быстрота дейст-вия 155 л/с, в пере-воде на жидкий конденсат 2,5 л/ч	Вакуум до 1·10 ⁻² мм рт. ст.	360	20	1,50	Для откачки воз-духа, невзрывоопас-ных газов, паров и парогазовых смесей допустимой концен-трации
НВ 3-50Д (ВН-7)	Быстрота дейст-вия 59 л/с, в пере-воде на жидкий кон-денсат 1 л/ч	Вакуум до 5·10 ⁻³ мм рт. ст.	500	7	0,66	

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м вод. ст.	Частота вращения, об/мин	Мощность приводного двигателя, кВт	Масса, т	Назначение насоса
НВ 3-20Д (ВН-1МГ)	Быстрота дейст-вия 18,3 л/с, в пере-воде на жидкий конденсат 0,23 л/с	Вакуум до 3·10 ⁻³ мм рт. ст.	500	2,8	0,29	То же
Артезианские и скважинные насосы						
24А-18×1-1 20А-18×1-1	1200 600	45 28	1500 1500	250 75	12,003 608	Для подачи воды из артезианских скважин или осуше-ния гидросооруже-ний
Песковые, фекальные, дренажные насосы						
ПБ 250/28 ПБ 160/40 ПБ 100/31,5	250 160 100	28 40 31,5	1500 1500 1500	55 55 30	1,054 1,05 0,833	Для перекачива-ния песка и других абразивных гидро-смесей объемной концентрации твер-дых включений до 25%
ФГ 216/24 ФГ 144/46	216 144	24 46	1500 1500	40 40	0,58 0,714	Для перекачива-ния шлама и других загрязненных жид-костей

* Без массы электродвигателя.

(бензина, уайт-спирита), насухо протирают чистой тканью и проветривают. Подшипники перед консервацией очищают салфетками или кистями, смоченными смесью бензина в индустриальном масле (1 л бензина на 0,5—0,6 л индустриального масла).

После нанесения консервирующей пленки изделия подвергают сушке горячим воздухом температурой 60—80°С и защищают от влаги. Рекомендуются законсервированные узлы обертывать парафинированной бумагой, покрытой слоем пергамина. Использование для этого гидроскопических материалов (картона, ткани и т. п.) запрещается.

При обнаружении следов коррозии на обработанных поверхностях поврежденные места зачищают и покрывают смазкой слоем 1—2 мм, краской 0,05—0,3 мм или лаком 0,06—0,08 мм.

8.4. ПРИЕМКА И ПОДЛИВКА ФУНДАМЕНТОВ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ И НАСОСОВ

При сооружении фундаментов вспомогательные рамы с закрепленными на них опорными плитами устанавливаются по осевым и высотным отметкам на фундаменте с уклоном брусков на 40—50 делений по уровню «Геологоразведка» и привариваются к выпускам арматуры. Бетонирование закладных плит при монолитном фундаменте осуществляется одновременно с бетонированием верхнего ростверка, при сборном фундаменте — одновременно с подливкой по сборному железобетону.

Бетонирование опорных плит производят до такого уровня, чтобы плоскость, к которой привариваются брусья опорной плиты, оставались на 35—40 мм выше уровня бетона.

При приемке фундаментов допускаются отклонения от проектных размеров (табл. 8.14).

До установки электродвигателя, насоса и закладного кольца размечают и подготавливают на фундаменте площадки под подкладки, обрабатываемые по уровню молотком или зубилом с последующим сглаживанием насечки притиркой огнеупорным кирпичом. Ступени, наплывы и другие дефекты бетонных поверхностей не допускаются. Выступающую арматуру срезают, опалубку и пробки удаляют. Замазанные места на поверхности не допускаются.

На подготовленные места фундамента укладывают не более трех плоских или парных клиновых подкладок.

Допускаемые отклонения от горизонтальности опорных площадок фундаментных плит под насосные агрегаты (табл. 8.15) не должны превышать 0,04 мм на 1 м.

Подливка фундаментных плит выполняется строительной организацией после выверки насоса.

Когда плиту или раму крепят к фундаменту болтами без закладных частей, то после установки и предварительной выверки агрегата анкерные болты заливают бетоном раствором на 90% глубины колодца. После достижения бетоном не менее 60% проектной прочности выполняют окончательную выверку и подливку фундаментных плит (рам).

После окончательной выверки на постоянных подкладках, если фундаментные рамы устанавливают на закладные части, перед подливкой проверяют затяжку фундаментных болтов и плотность прилегания опорных поверхностей насоса, редуктора, гидромуфты и электродвигателя к фундаментным опорам и рамам, фиксируют поло-

Таблица 8.14. Допуски на приемку фундаментов насосов

Наименование	Допуск
Расстояние, мм:	
осей фундамента от осей колонн здания	± 20
по осям закладных опорных плит в плане	± 5
по разности высотных отметок отдельных плит	± 3
по отметкам опор вспомогательного оборудования и маслоустановки	± 20
Смещение осей колодцев под фундаментные болты, мм	$\leq D$
Смещение вертикальных осей фундамента вертикального насоса	≤ 10
Высота фундамента в местах установки фундаментных плит (относительно проектного размера), мм	< 40
Расстояние между осями колодцев для болтов (в плане), мм	≤ 10
Глубина колодцев для фундаментных болтов, мм	Только в сторону заглубления
Размеры всасывающей трубы	
линейные	$\leq 2\%$
по площади сечения	$\leq 4\%$
расстояние между подкладками по периметру рамы, мм	300—500

Таблица 8.15. Допуски прямолинейности торцевых и горизонтальных опорных плоскостей деталей насосов

Номинальная длина, мм	Сопрягаемые поверхности			Несопрягаемые поверхности	
	Квалитеты				
	6	7	8	9—13	14—17
	Допуск (предельное отклонение формы), мм				
От 25 до 60	0,006	0,010	0,016	0,060	0,160
От 60 до 160	0,010	0,016	0,025	0,100	0,250
От 160 до 400	0,016	0,025	0,040	0,160	0,400
От 400 до 1000	0,025	0,040	0,060	0,250	0,600
От 1000 до 2500	0,040	0,060	0,100	0,400	1,000
От 2500 до 6300	0,060	0,100	0,160	0,600	1,600

жение всех опор и рам контрольными штифтами. Постоянные подкладки прихватывают электросваркой к закладным опорным плитам.

Агрегаты, смонтированные с электродвигателем на одной плите или раме, могут подливаться немедленно после выверки с одновременным заполнением бетоном анкерных колодцев.

Подливка фундаментных рам и закладных частей вертикальных насосов выполняется после предварительной выверки и центровки насосных агрегатов.

Конструкция опалубки должна предусматривать проемы для прохода трубопроводов. При установке опалубки не допускается заливка раствором инвентарных винтовых или клиновых домкратов.

Подливка выполняется до уровня на 50—100 мм выше опорной плоскости фундаментных плит или (при рамной конструкции) на 50—100 мм ниже опорных лап насосов и электродвигателя.

Отжимные болты, встроенные в рамы и предназначенные для их выверки, а также домкраты удаляют при достижении бетоном подливки 50% прочности, а вместо отжимных болтов устанавливают пробки на сурпке.

8.5. МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НАСОСОВ

В агрегатах с гидромуртой насос и электродвигатель прицентровывают к гидромурте; в агрегатах с редуктором с одной стороны прицентровывают насос, с другой — гидромурту, а электродвигатель

Таблица 8.16. Посадки (зазоры и натяги) для деталей центробежных насосов и электродвигателей

Диаметр вала, мм	Зазоры в посадке рабочих колес, разгрузочных дисков и защитных втулок на вал, мм	Зазоры в посадке распорных втулок и маслоотбойных колес на вал, мм	Зазоры и натяги в посадке полумуфты на вал, мм	
			Натяг	Зазор
От 30 до 50	0,0—0,041	0,025—0,075	0,023	0,018
От 50 до 80	0,0—0,049	0,030—0,090	0,028	0,021
От 80 до 120	0,0—0,057	0,036—0,106	0,032	0,025
От 120 до 180	0,0—0,065	0,043—0,123	0,037	0,028

выверяют относительно гидромурты; в агрегатах с турбоприводом питательный и бустерный насосы (при общем валопроводе) по соединительным муфтам валов прицентровывают к турбине.

Редуктор повысительный, одноступенчатый, с шевронным зубчатым зацеплением монтируют в собранном виде на фундаментной раме.

На оба вала редуктора насаживают половины жесткой и зубчатой муфт (торсионный вал).

Внутренний диаметр ступицы полумуфты растачивают (табл. 8.16), шпошку примеряют и подгоняют к пазам в вале и ступице полумуфты, проверяют параллельность обеих шпоночных пазов (при помощи призмы, имеющей на нижней опорной поверхности продольный вырез) (табл. 8.17).

Полумурта нагревается до 90—100°С в воде, масле или автогенной горелкой (вспомогательные насосы малой и средней производительности), насаживается в проектное положение; проверяется биеение (табл. 8.18) торцевой и радиальной поверхностей полумуфты

Таблица 8.17. Натяги и зазоры для шпоночных соединений деталей насосов

Наименование детали	Диаметр вала, мм	Размеры призматической шпошки, мм		Натяги и зазоры, мм			
				по ширине шпошки		по высоте шпошки	
		ширина	высота	по валу	по ступице (втулке)	Натяг	Зазор
Рабочие колеса и разгрузочные диски	От 30 до 65	От 10 до 18	От 8 до 11	0,012	0,029	—	0,3
	От 65 до 110	От 18 до 30	От 12 до 16	0,015	0,034	—	0,4
	От 110 до 230	От 30 до 50	От 16 до 28	0,018	0,041	—	0,4
Полумуфты насосов и приводных двигателей	От 30 до 65	От 10 до 18	От 8 до 11	0,012	—	0,0055	0,3
	От 65 до 110	От 18 до 30	От 12 до 16	0,015	—	0,0065	0,4
	От 110 до 230	От 30 до 50	От 16 до 28	0,018	—	0,0080	0,4

при зажатых и отвергнутых (проектное положение) фиксирующих болтах, центрирующих гибкий (торсионный) вал малой шестерни редуктора.

Узлы редуктора и его корпус выверяют, прицентровывая гибкий вал к внешнему с точностью до 0,02 мм. Корпус выставляют по высотным отметкам и в горизонтальной плоскости так, чтобы уклон по уровню «Геологоразведка» не превышал одного деления, проверяют осевой разбег, который должен быть в пределах $5 \pm 0,6$ мм ($3 \pm 0,3$ мм в сторону гидромурты, $2 \pm 0,3$ мм в сторону насоса). Когда насос поставляется в собранном виде расконсервации, на монтаже подлежат только опорные подшипники скольжения с принудительной смазкой.

Насос устанавливают на фундамент на клиновые домкраты. Проверяют плотность прилегания лап к фундаментным опорам, зазоры в направляющих шпонках (продольных и поперечных) и дистанционных

Таблица 8.18. Допуски радиального и торцевого биений деталей насосов

Квалитеты	Номинальный размер, мм					
	От 50 до 120	От 120 до 260	От 260 до 500	От 60 до 160	От 160 до 400	От 400 до 1000
	Радиальное биение, мм			Торцевое биение, мм		
6	0,025	0,03	0,04	0,016	0,025	0,04
7	0,040	0,05	0,06	0,025	0,040	0,06
8	0,060	0,08	0,10	0,040	0,060	0,10

болтах, осевой разбег ротора, торцевое и радиальное биения его полумуфты. Насос прицеливают к редуктору так, чтобы ось насоса находилась выше оси редуктора на 0,1 мм и была смещена вправо тоже на 0,1 мм (если смотреть на редуктор со стороны насоса) (табл. 8.19).

Таблица 8.19. Допускаемые отклонения центрирования насосных агрегатов по полумуфтам при диаметре муфты до 500 мм

Частота вращения ротора, об/мин	Допускаемые отклонения, мм		
	Муфта жесткая	Муфта упругая	Муфта зубчатая
Выше 3000	0,02	0,04	0,08
3000	0,04	0,06	0,10
1500	0,05	0,08	0,12
750	0,08	0,10	0,15
500	0,10	0,15	0,20

Гидромуфта поставляется в собранном виде и в процессе монтажа подвергается ревизии для расконсервации шеек и вкладышей подшипников скольжения, во время которой насосный и турбинный роторы и другие узлы не разбираются. При необходимости выемки роторов между ними устанавливают технологическое кольцо. На смонтированной гидромуфте проверяют разбег роторов, качество пригонки зубьев обойм и полумуфт между собой, биение по полумуфтам и центрирование ведомого ротора гидромуфты к валу редуктора.

Электродвигатель поставляется в собранном виде, но в процессе монтажа подвергается ревизии. Асинхронный электродвигатель имеет комбинированное охлаждение — воздухом по замкнутому контуру циркуляции через воздухоохладитель и холодным конденсатом — статора и ротора. До установки на фундамент на клиновых домкратах

выполняют (табл. 8.20): гидравлическое испытание воздухоохладителя, установку воздухоохладителя на его конструкцию и опускание в проем фундамента, закрепление воздушного короба, проверку опорных подшипников и осевых зазоров между торцами вкладыша и галтелями шейки вала электродвигателя, насадку полумуфты на вал электродвигателя, выемку ротора из статора с помощью удлинителя в сто-

Таблица 8.20. Допуски на сборку горизонтальных насосных агрегатов

Наименование	Допуск
Гидравлическое испытание воздухоохладителя, кгс/см ²	4
Осевые зазоры между торцами вкладыша и галтелями шейки вала электродвигателя, мм	4(+0,4; -0,25)
Опрессовка охлаждающих систем, кгс/см ² :	
статора	10
ротора	70
Воздушный зазор между активной сталью статора и ротора, мм	7
Отклонение воздушных зазоров от среднего значения, %	±5
Зазор между концевыми уплотнениями и валом, мм	0,15 ± 0,05
Зазор между щитом вентилятора и вентилятором, мм	от 2 до 2,75
Зазор между фторопластовым уплотнением и концевой втулкой, на диаметр, мм	0,02 — 0,05
Разбег роторов на гидромуфте для каждого ротора, мм	0,35 — 0,50
Сдвиг оси ротора гидромуфты относительно оси вала редуктора влево, со стороны редуктора, мм	0,1

рону водоподвода, опрессовку охлаждающих систем статора и ротора, заводку ротора в статор и сборку электродвигателя.

Электродвигатель выверяют по высотным отметкам и уровню «Геологической». Затягивают окончательно фундаментные болты, снимают зазоры для обработки по ним постоянных подкладок и устанавливают их под фундаментной рамой. Подсоединяют на резиновых подкладках верхний фланец воздушного короба к фланцу электродвигателя, нижний фланец короба к воздухоохладителю. Подкладывают бетоном фундаментные болты под рамой воздухоохладителя. Устанавливают водоподвод (рис. 8.1) и проверяют его центрирование относительно ротора электродвигателя. Центрирование выполняют путем изменения толщин подкладок под корпусом водоподвода.

Перед подливкой фундаментных рам и опор насосного агрегата проверяют центрирование роторов насоса, редуктора, гидромуфты и электродвигателя по полумуфтам.

Перед закрытием подшипников замеряют зазоры во вкладышах и в маслозащитных кольцах опорных подшипников, проверяют чистоту каналов в полумуфтах и отверстий в трубках для смазки зубчатого зацепления полумуфт, электрические соединения электротермометров, в подшипниках редуктора и гидромуфты, установку индикатора осевого сдвига.

Ротор электродвигателя и ведущий ротор гидромуфты соединяют и скрепляют временными болтами. Развертывают отверстия в по-

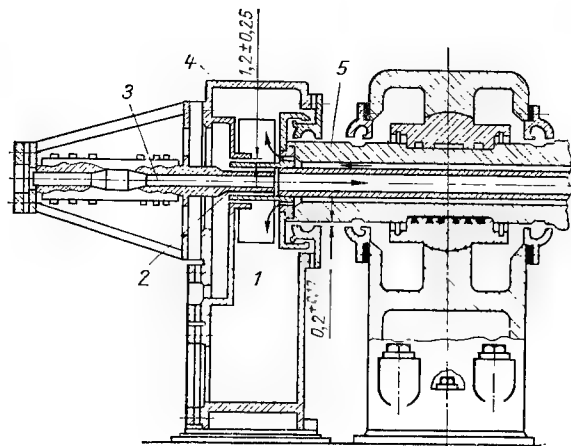


Рис. 8.1. Установка водоподвода.

1 — камера замера протечки; 2 — фторопластовое уплотнение; 3 — неподвижная трубка; 4 — корпус водоподвода; 5 — концевая часть ротора.

лумуфтах, соединительные болты обрабатывают, взвешивают вместе с гайками и шпильками, уравнивают и маркируют по местам установки.

Соединяют полумуфты роторов насоса, редуктора и гидромуфты, проверяют легкость вращения роторов, собирают окончательно муфту между ведущим ротором гидромуфты и ротором электродвигателя. Устанавливают нижние и верхние половины ограждений муфт и закрывают крышки подшипников насосного агрегата.

Монтаж центробежных, вихревых и объемных насосов в собранном виде на общей или отдельных рамах с электродвигателем сводится к типовым работам, выполнение которых обусловлено одинаковыми требованиями.

Выверку осей валов насоса и электродвигателя выполняют путем изменения толщины подкладок под лапы электродвигателя, где следует установить одну-две прокладки толщиной 3—5 мм. Отклонение установки по высоте допускается не более ± 5 мм. Горизонтальность положения насоса проверяют по уровню, устанавливаемому на шейке вала или на специальные базовые поверхности. После первого замера уровень поворачивают на 180° и делают второй замер. Уклон вала будет равен алгебраической полусумме результатов обоих замеров.

Для насосов с подшипниками качения уровень устанавливают на полумуфте. Длинные роторы имеют заметный статический прогиб, поэтому при выверке крупных насосов уклоны на шейках вала должны быть примерно одинаковыми и направлены в разные стороны.

Для проверки положения насоса в поперечном направлении уровень устанавливают на фланец напорного или всасывающего патруба.

Таблица 8.21. Радиальные зазоры в подшипниках скольжения, уплотнениях и втулках насосов

Диаметр вала, мм	Радиальные зазоры, мм			
	между валом и вкладышем		Между маслозащитным уплотнением и валом	Между втулкой секции и валом
	верхний	боковой		
От 30 до 50	0,080—0,124	0,04—0,06	0,080—0,204	0,120—0,194
От 50 до 80	0,100—0,176	0,05—0,09	0,100—0,248	0,140—0,226
От 80 до 120	0,120—0,209	0,06—0,10	0,120—0,294	0,170—0,269
От 120 до 180	0,145—0,248	0,08—0,02	0,145—0,345	0,200—0,333

ка. Если эти фланцы расположены в вертикальной плоскости, то пользуются рамным уровнем. Меняя толщину подкладок под рамой, устанавливают насос в необходимом положении. Для более быстрой выверки насоса обычно пользуются парными клиньями. Прихватывают подкладку электросваркой и проверяют положение и центрирование насосного агрегата, фундаментные рамы вместе с анкерными болтами подливают раствором бетона.

Фундаментные болты затягивают после затвердевания подливки и проверяют окончательное центрирование насоса и двигателя.

В допусках на центрирование (см. табл. 8.20) не учтены технологические расцентровки (торцевые и радиальные) насосов для перекачивания горячей воды, которые устанавливаются по данным завод-изготовителей.

Крепление горизонтальных центробежных насосов для горячей воды с электро- и турбоприводом к фундаментным плитам (рамам) должны допускать свободное тепловое расширение корпусов — по длине, и стороны, вверх и вниз — при неизменном положении осей насосов, для чего требуется точно выдерживать допуски в шпоночных соединениях (см. табл. 8.12), подшипниках, уплотнениях и втулках (табл. 8.21).

Удаление консервирующей пленки с внутренних поверхностей выполняют после установки насоса на фундамент следующим образом: насос промывают горячим (около 100°C) 50%-ным раствором тринарийфосфата, потом горячей водой. Трубопровод промычного раствора или горячей воды подсоединяют к пробке в корпусе насоса на стороне всасывания, а отводящий — к напорному патрубку для обратного клапана. Во время промывки целесообразно периодически вручную проворачивать ротор. Окончание промывки определяют химическим анализом воды на выходе из насоса. После окончания промывки корпус насоса и подводимые снизу трубопроводы должны быть полностью освобождены от промычной воды.

Контрольное вскрытие подшипников (в том числе расконсервации) и уплотнений при блочном монтаже насосов является обязательным.

В подшипниках скольжения проверяют:

прилегаемость (не менее 2—3 пятен краски на 1 см²) и соприкосновение с валом вкладышей по всей длине на дуге 60 или 90° соответственно для быстроходных и тихоходных насосов;

зазоры между валом и вкладышем (верхний и боковые), между маслозащитным уплотнением и валом, наличие скосов и заостренности кромок маслозащитных уплотнений;

натяг крышек на вкладыши, который должен находиться в пределах 0,04—0,08 мм;

правильность цилиндрической формы смазочных колец, в том числе отсутствие овальности, вмятин, забоин, прочность замков и шарниров колец и отсутствие уступов в их стыках, минимальный аксальный зазор между галтелью вала и вкладышем на стороне теплового расширения. Если этот осевой зазор в чертеже не указан, он может быть определен, как показано ниже:

Температура перекачиваемой жидкости, °С	До 100	100—200	200—300
Минимальный осевой зазор в подшипнике на 1 м длины вала, мм	1,2	2,5	4,0

Кроме того, проверяют плотность картеров подшипников наливом керосина, а системы их водяного охлаждения (полостей или змеевиков) гидравлическим испытанием при давлении воды 4—6 кгс/см².

Подшипники качения при блочном монтаже насосов не проверяют, их осматривают для устранения дефектов, выявленных при обкатке насоса или при его полной разборке, вызванной другими причинами.

Сальниковые уплотнения проверяют непосредственно перед опробованием насоса на холостом ходу.

Окончательное положение насоса, стояковых подшипников и электродвигателя на фундаментной плите или плитах (рамах) фиксируют контрольными штифтами или шпильками в соответствии с заводскими чертежами. Если при завершающем центрировании заводская штифтовка будет нарушена и не может быть сохранена, то новую штифтовку выполняют после обкаточных испытаний насосного агрегата и последующей проверки его центровки.

8.6. МОНТАЖ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Базовой деталью насоса КСВ 500-220 является наружный корпус с опорными лапами и фланцами для крепления фонаря электродвигателя и внутреннего корпуса с узлом опорного резинометаллического подшипника. Сдвоенные радиально-упорные шарикоподшипники верхнего подшипника служат для восприятия массы и остаточных неуравновешанных осевых усилий ротора. В корпусе подшипника расположены масляная ванна и полости для охлаждающей воды.

Положение подшипников в корпусе фиксируется торцевой крышкой. Концевые уплотнения — сальниковые, с гидрозатвором, предназначенным для предотвращения подсоса воздуха через неработающий насос.

Насос монтируется на постамент и крепится шпильками. Вертикальность установки насоса проверяется в двух взаимно перпендику-

лярных направлениях по уровню, уложенному на обработанных поверхностях фонаря или фланца корпуса насоса. Электродвигатель с напрессованной полумуфтой устанавливается на фонарь и прицентровывается к насосу.

Для изменения центрирования по радиусу фонарь перемещают по корпусу в необходимом направлении. Величина этого перемещения определяется как полуразность приведенных величин диаметрально противоположных результатов замеров по окружности муфты. На фланцах фонаря электродвигателя и корпуса насоса устанавливают контрольные штифты, фиксирующие окончательное положение насосного агрегата.

Компенсатный насос КСВ 1500-120 (рис. 8.2) транспортируют в монтажную зону в вертикальном положении. Нижнюю часть внутреннего корпуса и ротора жестко закрепляют относительно наружного корпуса во избежание повреждений при такелажных работах, когда насос будет находиться в горизонтальном положении.

Насос в перпендикулярном положении выверяют на фундаменте с точностью 0,1 мм на 1 м при помощи установочных виштов. Под опоры устанавливают подкладки, закрепляют насос фундаментными болтами и растяжками. Монтируют на самостоятельных опорах трубопроводы и подгоняют их к патрубкам насоса за счет монтажных стыков. Присоединяют трубопроводы и окончательно выставляют насос в вертикальное положение, затягивают фундаментные болты и оттяжки, фиксируют контрольные штифты. Собирают на болты проставок с полумуфтой насоса, проверяют радиальное и торцевое биение непрямоугольных поясков, принабивают опорную плоскость проставки, если биение поясков более 0,04 мм.

Электродвигатель вместе с опорой и опорными плитками устанавливают на подкладки, уложенные на фундамент. Предварительно отцентрированную опору устанавливают болтами. Верхнюю плоскость опорных плиток выставляют в горизонтальное положение, а опорные плитки и опоры прихватывают электросваркой. Электродвигатель и опору снимают. На верхнее кольцо закладной части укладывают опорный фланец, верхнюю плоскость его выставляют горизонтально с помощью подкладок, фиксируют положение контрольными штифтами. Собирают узел сальникового уплотнения (без набивки), опускают сверху промежуточный вал и закрепляют на его нижнем конце зубчатую втулку со шпонкой. Монтируют электродвигатель и обтягивают фундаментные болты. Замеряют радиальное и торцевое биение вала. Контролируют перпендикулярность положения опорной плоскости ступицы пяты к оси вала электродвигателя. Собирают ротор электродвигателя с промвалом на болты.

Проверяют и устраняют излом линии вала во фланцевом соединении, правильность поверхности и положения пяты поворотом ротора на 360°. Биение вала замеряют при установке только верхнего направляющего подшипника и трех горизонтальных плоскостях: на шейке втулки подшипника, на фланцевом соединении и на шейке зубчатой полумуфты. Выполняют подсчет отклонения валов в точках замера, а по отклонениям определяют биения и их направления. При значительном изломе и небольшом радиальном биении можно предположить, что излом вызван неправильной затяжкой соединительных болтов фланца, и их следует перетянуть.

Основной принцип проверки центровки заключается в том, чтобы максимальные биения валов в местах установки направляющих подшипников агрегатов не превышали проектного зазора в этих подшип-

никах. Если это условие не соблюдается хотя бы для одного из подшипников, то строится график состояния линии валов для каждой из трех диаметральных плоскостей, который поможет выявить первоочередность устранения того или иного вида расцентровки (неперпендикулярности зеркала пята или излома во фланцах). Так, увеличенное биеие фланца указывает на необходимость устранения неперпендикулярности, а увеличенное биеие фланца и шейки — результат совокупности обоих видов расцентровки.

По данным проверки центровки поворота на 360° устранение излома выполняют шабрением стыкующихся поверхностей или путем помещения между фланцами клиновой прокладки из стальной фольги, наибольшая толщина которой в направлении излома равна:

$$a = k \frac{D}{l},$$

где k — величина излома мм; D — диаметр фланца, мм; l — расстояние

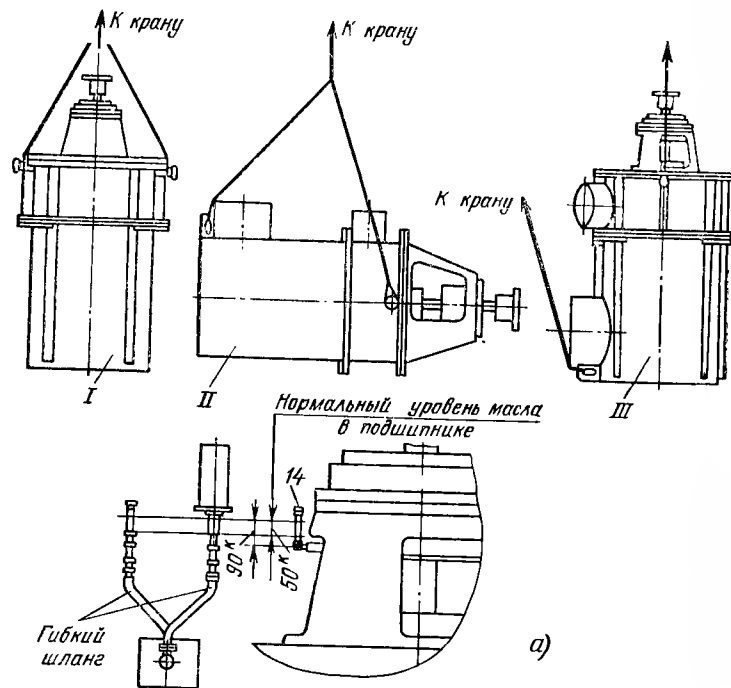
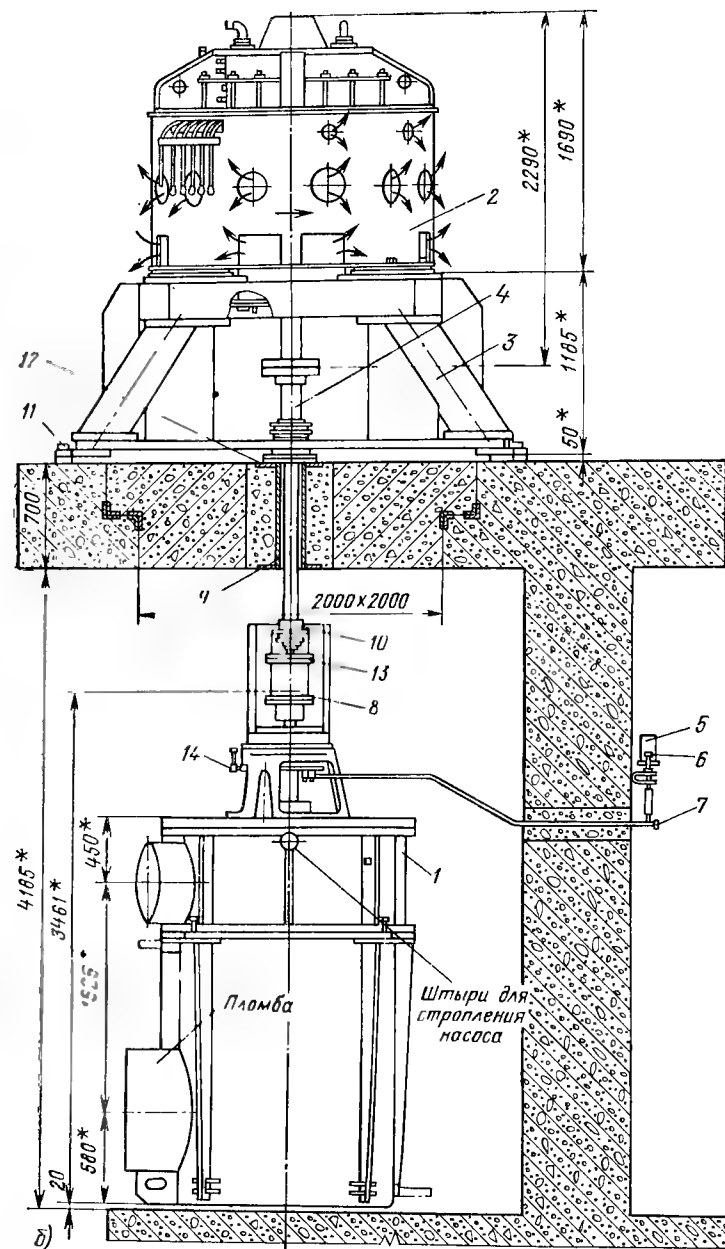


Рис. 8.2. Монтаж насоса КСВ 1500-120 для подачи конденсата на БОУ турбины К-500-65.

a — схемы стропки насоса в вертикальном (I) и горизонтальном (II) положениях одним мостовым краном и двумя кранами (III) для кантовки из вертикального в горизонтальное положение; б — общий вид насоса; 1 — насос; 2 и 3 — электродвигатель и его опора; 4 — промежуточный вал; 5 — масленка постоянного уровня; 6 — маслоуказатель масленки постоянного уровня; 7 — маслопровод; 8 — проставок с полумуфтой насоса; 9 — втулка промвала; 10 — втулка зубчатой полумуфты; 11 — фундаментные болты; 12 — опорное кольцо; 13 — зубчатая муфта; 14 — маслоуказатель на корпусе подшипника.



от плоскости разъема фланцев до ближайшего нижерасположенного индикатора, мм.

Работы по выверке линий валов заканчивают проверкой центровки насосного агрегата при повороте роторов на 90° и фиксации положения фланцев призонными штифтами.

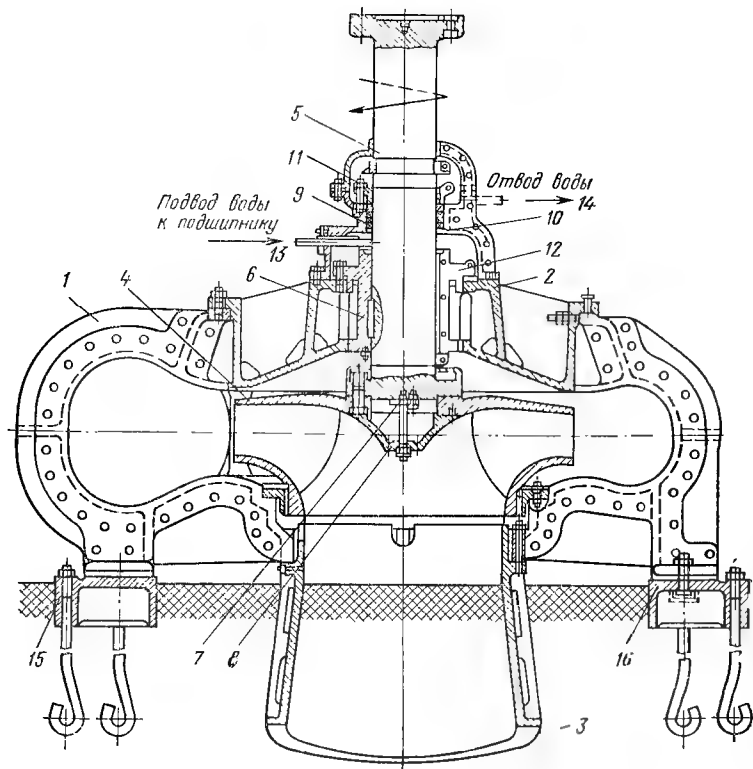


Рис. 8.3. Центробежный вертикальный насос типа 1000 В-4/40.

1 — корпус насоса; 2 — верхняя крышка; 3 — входной патрубок; 4 — рабочее колесо; 5 — вал; 6 — призматическая шпонка; 7 — шайба с гайкой для крепления колеса; 8 — обтекатель; 9 — мягкий сальник; 10 — корпус сальника; 11 — крышка сальника; 12 — направляющий подшипник с лигнофалевыми вкладышами; 13 — подвод воды к подшипнику; 14 — отверстие для отвода дренажной воды из уплотнений; 15 и 16 — закладные части фундамента.

Колено всасывающей трубы является закладной частью насосного агрегата типа В (рис. 8.3), а спиральный корпус — базовой деталью.

Монтаж насоса начинают со сборки этих узлов и установки их в проем фундамента. К опорным площадкам колена болтами крепят подставки, через отверстия в подкладках на фундаменте пропускают анкерные болты, укладывают колено и закрепляют его. Корпус опускают в проектное положение на монтажные домкраты, затягивают гайки фундаментных болтов, пропущенных через лапы корпуса. Выверяют колено и корпус в горизонтальной плоскости с точно-

стью $\pm 0,04$ мм на 1 м и по высотной отметке ± 1 мм с помощью монтажных клиньев и домкратов, контрольной линейки, уровня (по двум взаимно перпендикулярным направлениям) и нивелира.

Колесо прицентровывают штихмасом к струне отвеса с точностью 0,05 мм, корпус устанавливают с меньшим допуском с помощью миллиамперметра (если струна отвеса и корпус насоса присоединены через понижающий трансформатор к цепи переменного тока).

Предварительную установку колена и корпуса насоса заканчивают заливкой бетоном колодцев под анкерные болты. После затвердения бетона и затяжки болтов проверяют неизменность положения всасывающей трубы, раскрепляют ее на фундаменте с помощью арматуры, присоединяют к колесу все трубопроводы, предусмотренные проектом. Контролируют правильность монтажа корпуса при затянутых фундаментных болтах, окончательно заливают бетоном колено всасывающей трубы.

Собирают рабочее колесо с валом (щуп 0,03 мм не должен войти в разъем плоскостей фланцев), фиксируют гайки винтами от самоотвинчивания, устанавливают кожух и раскривают винты. Устанавливают ротор в корпус на 15–20 мм ниже проектной отметки с помощью приспособления, состоящего из четырех пластин с отжимными болтами, каждая из которых крепится на две шпильки фланца корпуса.

Собирают крышку насоса на прокладке из прессишпана и спаривают над-пропанок (при его наличии) с валом насоса. Центрируют ротор и корпус путем подгонки равномерных зазоров между их защитным и уплотнительным кольцами, ставят в четырех местах в зазор между кольцами мерные прокладки для предотвращения сдвига ротора при последующих монтажных работах. Выверяют вертикальность вала по торцу фланца насоса с точностью 0,02–0,03 мм за счет одностороннего опускания из отжимных болтах монтажных пластин. Прицентровывают стартер электродвигателя и выверяют перпендикулярность оси вала к плоскости подшипника. Центрируют и спаривают валы насоса и электродвигателя. Разница торцевых зазоров между фланцами валов не должна превышать 0,02 мм. Удаляют временные прокладки из уплотнений рабочего колеса. Устанавливают окончательно переходный патрубок, сваривают металлические прокладки между собой, заливают бетоном фундаментные плиты. Соединяют с переходным патрубком колено всасывающей трубы.

Выверяют и окончательно собирают крышку насоса. Устанавливают на место направляющий подшипник, проверяют зазоры в уплотнении колеса и в подшипнике:

Диаметр направляющего уплотнения (направляющего кольца) рабочего колеса, мм

Зазор* между подвижным и неподвижным (уплотнительное кольцо в корпусе насоса) уплотнениями, мм

Диаметр вращающегося уплотнения (защитного кольца) рабочего колеса, мм

Зазор* между подвижным и неподвижным (уплотнительное кольцо в корпусе насоса) уплотнениями, мм

Зазор* между подвижным и неподвижным (уплотнительное кольцо в корпусе насоса) уплотнениями, мм

Зазор* между подвижным и неподвижным (уплотнительное кольцо в корпусе насоса) уплотнениями, мм

* Несимметричность зазора не должна превышать 10% его средней величины

Монтируют уплотнение вала, трубопроводы в пределах насоса и контрольно-измерительные приборы.

8.7. МОНТАЖ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ОСЕВЫХ НАСОСОВ

Насосы ОП-110 отгружаются в собранном виде в специальной упаковке, предотвращающей повреждения при транспортировке. Насосы ОП-145 могут отгружаться как в собранном, так и в разобранном виде по узлам. Электродвигатели к насосам отгружаются в разобранном виде по узлам.

Переходное и закладное кольца насоса (рис. 8.4) соединяют друг с другом при помощи сальника с резиновым шнуром. Стальное закладное кольцо приваривают к арматуре фундамента, заливают бетоном, и кольцо становится продолжением бетонной всасывающей трубы. Все детали корпуса соединяют между собой по горизонтальному разъему. Камера рабочего колеса имеет, кроме того, вертикальный разъем, позволяющий демонтировать рабочее колесо без разборки всего насосного агрегата. Рабочее колесо с лопастями и механизмом для их поворота, расположенным во втулке колеса, при помощи фланца крепится к полному валу насоса. Верхний и нижний направляющие подшипники разъемные. Вкладыши подшипников насосов ОП-110 резиновые, насосов ОП-145 — лигнофолевые. Привод разворота лопастей может быть ручным или электромеханическим, размещается в проставке между полумуфтами валов насоса и электродвигателя.

Приводом осевых насосов типа ОП являются вертикальные подвесные электродвигатели с самовентиляцией, поставляемые комплектом с насосами. Двигатель состоит из статора с присоединенными к нему на болтах нижней и верхней крестовинами, ротора, вала, подпятника, направляющих подшипников и маслоохладителей. Верхняя крестовина — грузонесущая, имеет четыре лапы и цилиндрическую масляную ванну, в которой размещены подпятник, направляющий подшипник и маслоохладители. Подпятник воспринимает нагрузку от массы роторов насоса и электродвигателя, а также от реакции воды. Нижняя крестовина крепится к статору четырьмя лапами непосредственно или с помощью цилиндрической подставки. В масляной ванне размещены нижний направляющий подшипник и маслоохладитель. Для установки ротора при монтаже или ремонте в нижнюю крестовину встроены четыре винтовых домкрата. Подпятник состоит из четырех или восьми самоустанавливающихся сегментов. По баббитовой поверхности трения сегментов вращается шпильчатый стальной диск, прикрепленный болтами к втулке (ступице) пяты. Для синхронных двигателей вращающийся диск изолирован прокладкой от втулки пяты для предохранения поверхности трения от повреждения вихревыми токами. Направляющие подшипники изготавливаются кольцевыми, разъемными, из двух половин или из четырех отдельных самоустанавливающихся сегментов, изолированных от крестовины для защиты от вихревых токов.

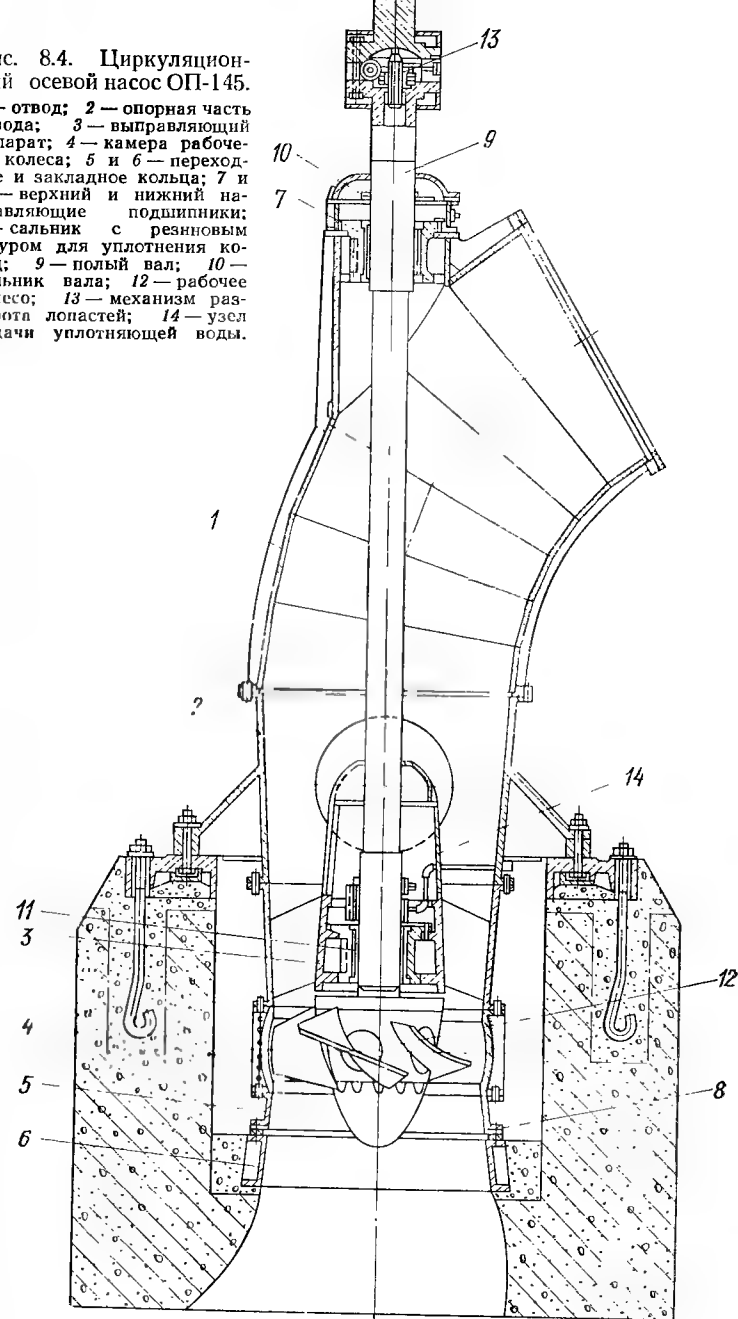
Вал насоса соединен с валом электродвигателя при помощи фланцев.

Возможность монтажа вертикальных насосов в собранном виде определяется требованиями к заводской сборке и оговаривается в технических указаниях на монтаж и выверку насосов. Когда насос поставляется и монтируется в собранном виде, а электродвигатель — отдельными узлами, то ротор насоса прицентровывается к ротору электродвигателя, который принимается за базу.

Насос, поступивший в собранном виде, монтируется без разборки.

Рис. 8.4. Циркуляционный осевой насос ОП-145.

1 — отвод; 2 — опорная часть отвода; 3 — выправляющий аппарат; 4 — камера рабочего колеса; 5 и 6 — переходное и закладное кольца; 7 и 11 — верхний и нижний направляющие подшипники; 8 — сальник с резиновым шнуром для уплотнения колец; 9 — полный вал; 10 — сальник вала; 12 — рабочее колесо; 13 — механизм разворота лопастей; 14 — узел подачи уплотняющей воды.



При монтаже вертикальных осевых насосов из отдельных узлов базой монтажа служит ротор насоса, к которому прицентривают его корпусные части и ротор электродвигателя, а к нему — статор электродвигателя.

Опорную часть отвода в сборе с выправляющим аппаратом на фундаментных плитах по оси агрегата выставляют по допускам (табл. 8.22).

Таблица 8.22. Допуски на установку вертикальных осевых насосов из отдельных поставочных узлов

Наименование	Допуск
Допускаемое отклонение при установке опорной части отвода, мм:	
в горизонтальной плоскости	0,04 на 1 м
относительно подвешенной струны	0,1
Точность сборки отвода с его опорной частью, мм	0,05
Уклон опорных плоскостей под фланцы подшипников в выправляющем аппарате и отводе, мм	≤ 0,02 на 1 м
Несоосность вала насоса относительно расточек под подшипники, мм	≤ 0,05
Отклонение расточек агрегата от струны, мм	
для расточек подшипника насоса и нижнего подшипника электродвигателя	≤ 0,05
для статора электродвигателя	≤ 0,10
Биеение шеек вала насоса в верхнем и нижнем подшипниках, мм	0,05
Относительное отклонение от вертикали линии вала насоса, мм	0,025 на 1 м
Отклонение величины зазора по всей длине лопасти насоса, мм	≤ 0,1
Несимметричность зазора относительно величины одностороннего зазора, %	10
Прицентровка ротора электродвигателя к валу насоса, мм	0,05
Односторонний зазор между валом электродвигателя и сегментом подшипника, мм	0,13

Вал вводится в корпус насоса через расточки отвода и выправляющего аппарата. Фланцы вала насоса и рабочего колеса соединяют по меткам и фиксируют цилиндрическими штифтами, если неплотность сопряжения не превышает допуска в 0,03 мм.

Вал насоса в сборе с рабочим колесом устанавливают на подставках под фланец вала с таким расчетом, чтобы до монтажа электродвигателя верхний фланец вала находился на 15—20 мм ниже проектной отметки.

Центровка неподвижных статорных частей насоса по струне выполняется в два этапа:

измеряют диаметры всех расточек в двух взаимно перпендикулярных направлениях, ориентированных по длине и ширине здания насосной; эти замеры покажут наличие эллипсности в расточках или нарушения их геометрической формы; ориентируясь на них, можно внести коррективы в результаты последующих проверок по струне; замеряют отклонения расточек агрегата от струны в четырех направлениях: по направлению потока воды, против потока, а также

Таблица 8.23. Зазоры в подшипниках с водяной смазкой вертикальных насосов (осевых и центробежных циркуляционных, центробежных конденсатных, фекальных, других специальных и водяных насосов)

Диаметр шейки вала, мм	Зазор для подшипника, мм			
	литного		резинотехнического	
	минимальный	максимальный	минимальный	максимальный
От 80 до 120	0,072	0,180	0,036	0,125
От 120 до 180	0,085	0,211	0,043	0,146
180*	—	—	0,045	0,158
215**	—	—	0,046	0,160
240***	0,120	0,225	—	—
От 180 до 250	0,100	0,244	0,050	0,168
От 250 до 315	0,110	0,272	0,056	0,189

* Вал насоса ОП 2-87.

** Вал насоса ОП 2-110.

*** Вал насоса ОП 2-145.

выраво и влево от него. Устраняют отклонения путем смещения корпусов и совмещения всех расточек насосного агрегата.

При выверке вала насоса выполняют следующие работы:

замеряют биеение шеек в верхнем и нижнем подшипниках, проверяют вертикальность линии вала, расцентровывают вал в расточках верхнего и нижнего подшипников;

определяют натурные зазоры между камерой и лопастями рабочего колеса и, если требуется, корректируют за счет толщин подкладок под лопастями насоса;

контролируют после заливки бетонным раствором штрабы закладного кольца и соединения на прокладке фланцев корпуса насоса и напорного патрубка.

Диаметр рабочего колеса, мм	300	400	500	600	800
Зазор* между рабочим колесом и его камерой, мм	0,2—0,3	0,3—0,4	0,4—0,5	0,5—0,7	0,8—1,0
Диаметр рабочего колеса, мм	1000	1200	1600	2000	2600
Зазор* между рабочим колесом и его камерой, мм	0,9—1,2	1,0—1,4	1,3—1,8	2,0—2,5	2,5—2,9

* Несимметричность зазора не должна превышать 0,2 его средней величины.

В конце монтажа насоса выполняют: подгонку и соединение половин направляющих подшипников (табл. 8.23), сборку обтекателя, люка диффузора и других узлов, присоединение переходного кольца на прокладке к камере рабочего колеса и затягивание сальника, установку контрольных болтов, монтаж площадок и лестниц.

Монтаж электродвигателя начинается с установки статора с нижней крестовиной, которая отцентрована (рис. 8.5) ранее относительно расточки активной стали статора и зафиксирована гитфтами.

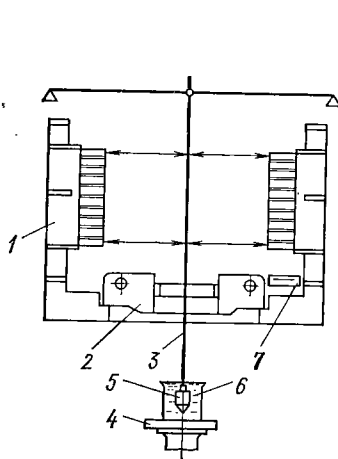


Рис. 8.5. Схема выверки вертикальности расточки статора электродвигателя и центрирования его с расточкой нижней крестовины.

1 — статор; 2 — нижняя крестовина; 3 — струна отвеса; 4 — вал насоса; 5 — груз; 6 — ведро с маслом; 7 — уровень.

Сдвиг нижней крестовины относительно статора не допускается. В крестовине закрепляется гнездо направляющего подшипника (без сегментов), проверяются швы выгородки на маслoneпроницаемость. Статор устанавливается на заданной высотной отметке и прицентровывается к валу насоса. Верхнее кольцо корпуса статора служит опорой для верхней крестовины и выверяется по уровню, фундаментные плиты электродвигателя притягиваются болтами к фундаменту.

Ротор с надетым на его вал со стороны фланца уплотнением нижней крестовины опускается до упора обода в подъемные винты нижней крестовины так, чтобы фланец ротора электродвигателя не соприкасался с фланцем ротора насоса. Проверяется положение статора по высоте относительно ротора и в случае необходимости статор перемещается до тех пор, пока на него не будет опираться верхняя крестовина.

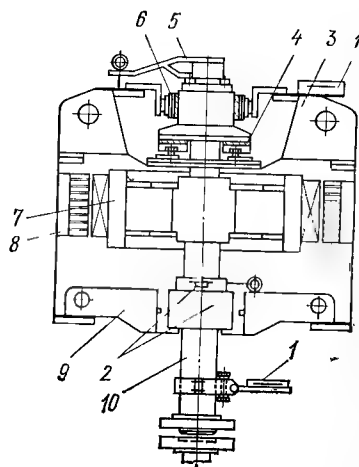


Рис. 8.6. Схема контроля степени поджатия опорных сегментов пяты и положения вертикальности ротора электродвигателя по уровню.

1 — уровень; 2 — индикаторы; 3 — верхняя крестовина; 4 — опорные сегменты подшипника; 5 — штанга для установки индикаторов; 6 — сегменты направляющего подшипника; 7 — ротор; 8 — статор; 9 — нижняя крестовина; 10 — вал.

На ротор электродвигателя устанавливается разъемная опора нижнего направляющего подшипника, и ротор предварительно прицентрировывается к валу насоса с помощью подъемных винтов. Проверяется относительно ротора положение по высоте статора и в случае необходимости подцентровывается.

На статоре монтируется верхняя крестовина, собирается подпятник (зазоры между головками винтов и запечниками сегментов должны быть от 1 до 3 мм), насаживается на вал втулка пяты с напряженной посадкой и закрепляется запорным кольцом (шабрение посадочной поверхности втулки не допускается), нагузка от массы ротора передается на сегменты подпятника, а подъемные винты вывинчиваются из нижней крестовины.

Сегменты последовательно и постепенно поджимаются (рис. 8.6) в зависимости от показаний индикаторов (допустимое отклонение и перекос не должны превышать 0,01—0,02 мм) и уровней, контролирующих несимметричность вертикального положения ротора, уложенных на линейки, установленные на фланце масляной ванны пяты под каждым сегментом. Сегменты устанавливаются так, чтобы с набегавшей стороны зазор был немного больше, а со сбегавшей — меньше. Смазочный зазор в направляющих подшипниках всех типов электродвигателей составляет по заводским данным 0,26—0,32 мм на диаметр, при этом на стороне входа масла на 0,02—0,03 мм больше, а на сбегавшей кромке на 0,02—0,01 мм меньше средней величины. Зазор между валом и подшипником может быть отрегулирован опилкой опорного сухаря или с помощью прокладок из тонкой фольги, устанавливаемых между сегментом и опорным сухарем.

Перпендикулярность диска пяты к оси вала проверяется поворотом ротора при «нулевых» зазорах в верхнем направляющем подшипнике, для чего сегменты прижимаются к втулке подпятника. Отклонение пяты от перпендикулярного по отношению к оси вала положения вызывает отклонение фланца вала (излом) на величину

$$K_n = \frac{l_2 - l_1}{2},$$

где l_1 и l_2 — показания индикаторов.

Допускаемый бой фланца вала $K_n \leq 0,02 \frac{l}{D_n}$, где D_n — диаметр диска пяты, мм; l — расстояние от пяты до фланца вала, мм. Практически допустимый радиальный бой фланца вала 0,06—0,07 мм, торцевой бой — не более 0,02 мм.

Если при повороте ротора на 45° обнаруживается бой фланца вала, превышающий норму, то дефект устраняется шабрением с последующей шлифовкой поверхности втулки пяты, с которой соединен диск, либо путем выкладки прокладок из медной, латунной или стальной фольги или кальки ступенями необходимой толщины между диском и втулкой подпятника.

Максимальная толщина прокладки определяется по формуле

$$a = \frac{\Delta}{2} \frac{D}{l},$$

где a — толщина прокладки, мм; D — наружный диаметр втулки подпятника, замеренный в плоскости прилегания втулки к вращающемуся диску, мм; Δ — бой фланца, замеренный по индикатору; l — расстоя-

ние между точкой замера боя и плоскостью опоры вращающегося диска, мм.

После установки прокладок или после устранения боя шабрением с последующей шлифовкой вторично проверяется перпендикулярность диска пяты к оси вала.

Выверку вертикальности вала электродвигателя выполняют по четырем струнам (рис. 8.7), подвешенным по главным осям в двух вза-

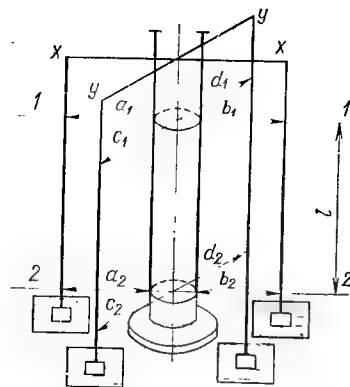


Рис. 8.7. Схема выверки вертикальности вала по четырем струнам.

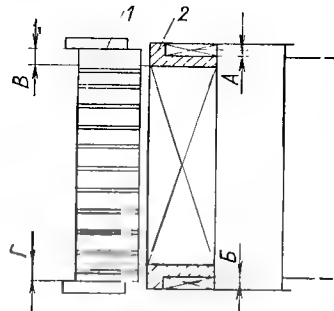


Рис. 8.8. Схема измерения отклонения (A—B) — (B—Г) магнитных осей.

1 — статор; 2 — ротор.

имно перпендикулярных плоскостях к нижней крестовине на некотором расстоянии от вала.

$$\text{Относительный уклон } \Delta l = \frac{\sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}}{l} \leq 0,02 \text{ мм}$$

на 1 м линии вала;

$$\Delta x = \frac{(a_2 - b_2) - (a_1 - b_1)}{2}; \Delta y = \frac{(c_2 - d_2) - (c_1 - d_1)}{2},$$

где $a_1, a_2, b_1, b_2, c_1, c_2, d_1, d_2$ — расстояния от вала до соответствующих струн, мм; l — длина участка вала, на котором замеряется уклон, мм.

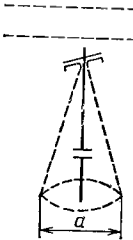
Неточность измерений при сопоставлении восьми замеров не должна превышать 0,04 мм для длинных валов ($l \geq 2$ м) и 0,02 мм для коротких валов ($l < 2$ м). Если измерения выполнены с меньшей точностью, то необходимо установить и устранить причины погрешностей и вновь выполнить замеры.

При получении уклона, превышающего 0,02 мм, его уменьшают путем изменения установки сегментов подпятника, но перед этим следует проверить направление уклона при повороте ротора на 180°. Ротор электродвигателя полагается проворачивать при нулевом зазоре между сегментами верхнего направляющего подшипника и валом для того, чтобы он не сдвигался в сторону на сегментах подпятника. По окончании поворота ротора сегменты направляющего подшипника должны быть оттянуты от вала, чтобы не исказить замеры.

Таблица 8.24. Допуски и посадки вала, втулки подшипника и ступицы пяты асинхронного электродвигателя осевого циркуляционного насоса ОП 2-87 (условные обозначения по СТ СЭВ 145-75)

Наименование деталей и проверяемых геометрических параметров	Номинальный размер, мм	Характер и тип посадки	Поле допуска вала,
Вал			
Центрирующий буртик фланца вала	220	Скользкая H7/h6	0 ÷ -0,046
Контрольные шейки	160	Широкоходовая H8/d8	-0,145 ÷ -0,208
Посадочный пояс под втулку подшипника	185	Прессовая H7/s6	+0,148 ÷ +0,115
Посадочный пояс под ротор	180	Плотная H8/Is7	+0,083 ÷ +0,043
Посадочный пояс под ротор	178	Плотная H8/Is7	+0,083 ÷ +0,043
Посадочный пояс под ступицу подпятника	145	Напряженная H7/K6	+0,028 ÷ +0,003
Посадочный пояс под закладное кольцо (кольцевую шпонку)	120	Скользкая H9/h8	0 ÷ -0,087
Посадочный пояс на свободном конце вала	135	Напряженная H7/K6	+0,028 ÷ +0,03
Втулка подшипника			
Поверхность трения	310	Легкоходовая H8/e8	-0,110 ÷ -0,191
Поясок под уплотнение масляной ванны	300	Ходовая H9/f9	-0,062 ÷ -0,202
Ступица пяты			
Цилиндрическая поверхность трения	310	Легкоходовая H8/e8	-0,110 ÷ -0,191
Посадочный пояс под маслоотбойное кольцо	300	Ходовая H9/f9	-0,062 ÷ -0,202

Таблица 8.25. Проверка общей линии вала вертикального насоса

Положение оси агрегата	Характеристика положения оси агрегата до спаривания	Показатели после спаривания
	Линия вала правильная	При повороте ротора электродвигателя на 180° расстояние между торцами фланцев остается одинаковым и неизменным. Радиального смещения (боя) фланца вала электродвигателя относительно фланца вала насоса нет (смещение в пределах зазора в подшипнике во всех случаях исключается). При повороте ротора агрегата нижний конец вала не бьет
	Вал насоса установлен вертикально и его фланец перпендикулярен. Вал электродвигателя установлен вертикально; фланец перпендикулярен оси, а пята не перпендикулярна	При повороте ротора электродвигателя на 180° расстояние между торцами фланцев валов практически не изменяется (едва заметный бой). Фланец вала электродвигателя имеет радиальное смещение относительно фланца вала насоса (радиальный бой). При повороте ротора нижний конец вала агрегата вследствие излома имеет бой, равный a
	Вал насоса установлен вертикально. Фланец перпендикулярен. Вал электродвигателя установлен с уклоном. Пята и фланец перпендикулярны оси вала электродвигателя	При повороте ротора электродвигателя на 180° неравное расстояние между торцами фланцев остается неизменным. Радиального смещения (боя) фланца вала электродвигателя относительно фланца вала насоса нет. Боя не имеется, но вал насоса получает уклон. При повороте ротора агрегата вал боя не имеет

Продолжение табл. 8.25

Положение оси агрегата	Характеристика положения оси агрегата до спаривания	Показатели после спаривания
	Вал насоса установлен вертикально, и его фланец перпендикулярен. Вал электродвигателя установлен так, что его фланец параллелен фланцу вала насоса, но не перпендикулярен оси вала электродвигателя; пята перпендикулярна	При повороте ротора электродвигателя на 180° расстояние между торцами фланцев валов значительно изменяется (торцовый бой). Радиального смещения (боя) фланца вала электродвигателя относительно фланца вала насоса не имеется (едва заметный бой). При повороте ротора агрегата вал электродвигателя не бьет, а вал насоса вследствие излома общей линии вала агрегата имеет бой, равный a
	Вал насоса установлен вертикально, но его фланец не перпендикулярен. Вал электродвигателя установлен так, что его фланец параллелен фланцу вала насоса; пята и фланец перпендикулярны оси вала электродвигателя	При повороте ротора электродвигателя на 180° расстояние между торцами фланцев валов остается одинаковым и неизменным. Радиального смещения (боя) фланца вала электродвигателя относительно фланца вала насоса нет. При повороте ротора агрегата вал электродвигателя не бьет, а вал насоса вследствие излома общей линии вала агрегата имеет бой, равный b

Изменение направления уклона указывает, что пята не перпендикулярна оси вала электродвигателя. Если направление уклона при повороте ротора на 180° не изменилось, то имеется уклон вала и его необходимо устранить регулировкой высотных положений сегментов подшипников.

При установке подшипника и направляющих подшипников, в том числе сегментов верхнего направляющего подшипника электродвигателя, соблюдают соответствующие допуски (табл. 8.24).

По окончании выверки перпендикулярности диска пята к оси вала и вертикальности ротора проверяют положение ротора относительно статора по воздушному зазору, замеряемому вверх и вниз по четырем диаметрально противоположным точкам. Допустимая неравномерность воздушного зазора — не более $\pm 5\%$ среднего арифметического (по всем замерам), подсчитанного отдельно для верха и низа

за статора. Воздушный зазор исправляют путем перемещения верхней крестовины по фланцу статора.

Определяют совпадение магнитных осей статора и ротора путем измерения разности расстояний от демферного сегмента до шихтованной части сердечника и до активного железа по верху и низу полюсов (рис. 8.8). Отклонение осей допускается до 2 мм.

Проверяют совмещение осей верхней и нижней крестовины с осью ротора. Допустимые отклонения расстояний в четырех диаметрально противоположных точках между расточкой направляющего подшипника и втулкой подпятника 0,5—1,0 мм. При больших отклонениях поднимают ротор и перемещают крестовину в требуемом направлении. Затем совмещают валы двигателя и насоса на призонных болтах. Плотность соединения фланцев валов $\leq 0,03$ мм.

Возможные причины неправильной установки общей линии валов вертикальных насосов и мероприятия по устранению недочетов сборки, вызванные этими причинами, приведены в табл. 8.25.

8.8. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА НАСОСОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Технология монтажа горизонтальных и вертикальных насосов в собранном виде на АЭС и ТЭС одинакова, организация монтажных работ и требования к ним на АЭС имеют специфические особенности.

При глубоком совмещении строительных и «грязных» монтажных работ в процессе сооружения боксов (до возведения перекрытий), когда подается и устанавливается оборудование некоторых насосных агрегатов, его приходится герметизировать от попадания пыли и защищать от механических повреждений.

К такому оборудованию относятся контурные, а также ряд внеконтурных насосов, параметры и надежность работы которых определяются отсутствием в них загрязнений и посторонних включений, например газобалластные вакуумные механические насосы (рис. 8.9).

Повышенные требования к качеству монтажных работ, в том числе соблюдение минимальных допусков при сопряжении деталей, прямолинейности торцевых и горизонтальных опорных плоскостей при установке, радиального и торцевого биения и центрирования направлены на обеспечение бесперебойной и долговременной работы оборудования насосных агрегатов в течение не менее 10 тыс. ч. При производстве монтажных работ выполнение этих требований достигается самоконтролем исполнителей, операционным контролем линейных ИТР, службой контроля монтажной организации.

Недопустимы течи и неплотности в разъемах корпусов насосов. Разъемы выполняются как несамонеплотняющимися, так и самонеплотняющимися (рис. 8.10) и должны обеспечивать герметичность при всех режимах работы, включая переходные, а также сохранять ее при многократных разборках и сборках (не допускается использование прокладок с рисками, выбоинами и местными даже небольшими изгибами). Сокращение утечек из сальниковых, торцевых, плавающих, щелевых, комбинированных уплотнений валов насосов доводится до минимально возможных величин, и обеспечивается возможность в ряде случаев организованного отвода этих утечек.

Позуловая и поагрегатная приемка смонтированного насосного оборудования выполняется общестанционными комиссиями (представителями служб эксплуатации, генподрядчика, палаточной организации и др.).

Консервация смонтированного насосного оборудования осуществляется путем заполнения его азотом или другими методами, если по срокам физического пуска реактора насосы, непосредственно не связанные с ним, опробованы с разрывом по времени.

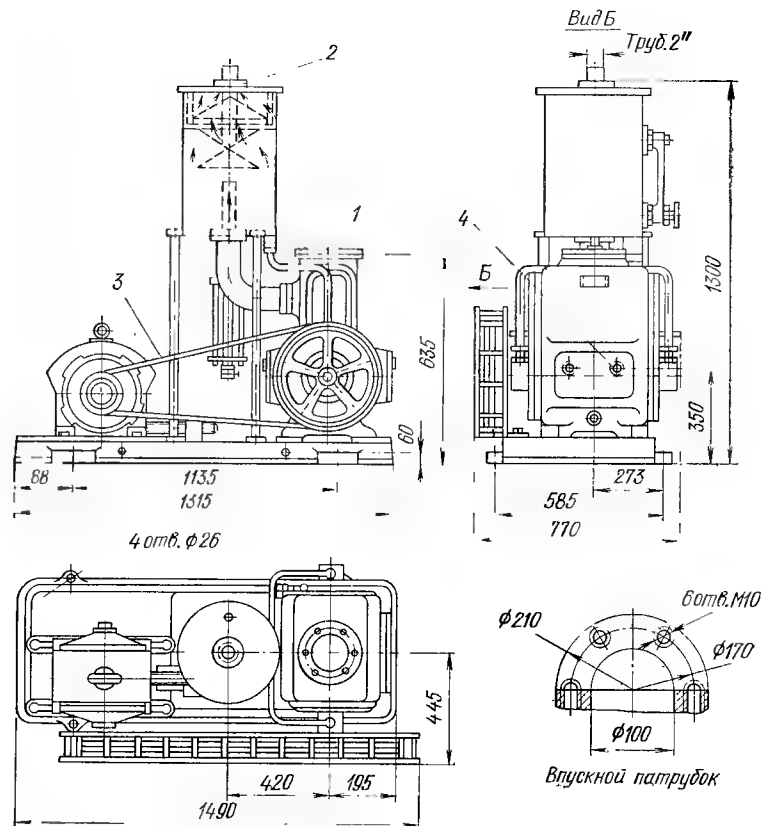


Рис. 8.9. Вакуумный насос ВН-7.

1 — впускной патрубок; 2 — выпускной патрубок; 3 — отвод охлаждающей воды; 4 — подвод охлаждающей воды.

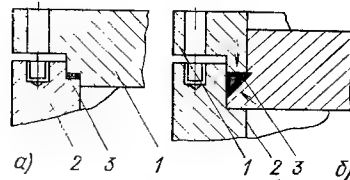


Рис. 8.10. Уплотнения разъемов корпусов насосов.

а — несамонеплотняющийся разъем; б — самонеплотняющийся разъем; 1 — крышка; 2 — корпус; 3 — прокладки.

8.9. ПОДГОТОВКА НАСОСОВ К ОБКАТКЕ

Каждый узел насосов комплектуется готовыми деталями, трубами, фланцами, крепежом и прокладочными материалами.

Вспомогательные водопроводы собираются с помощью легкоъемных штуцерных соединений. К этим трубопроводам относятся: коллектор подвода охлаждающей обессоленной воды к сальниковым уплотнениям насоса, подводящие трубопроводы от коллектора к сальниковым камерам, слив из камер, корыт и линий разгрузки сальников, трубопровод отвода воды от разгрузки сальника на вход подпорного вспомогательного насоса, трубопровод отвода охлаждающей воды в безнапорную емкость, трубопровод отвода утечек в сливную систему. При сборке трубопроводов уплотнений и дренажей устанавливаются готовые и изготовленные по шаблону детали, не допускаются перекосы (более 0,2 мм) и натяги фланцевых соединений. Дренажные трубопроводы монтируются с уклоном в сторону слива. Производится гидравлическое испытание трубопроводов на давление, указанное в чертежах. Готовые трубопроводы продуваются сжатым воздухом или паром.

При монтаже маслопроводов проверяют наличие болышек для контрольно-измерительных приборов и приваривают недостающие, контролируют плотность соединения фланцев и при необходимости фланцы обрабатывают.

Собирают окончательно маслопроводы на прокладках. Прокладочным материалом для маслопроводов повышенного давления служит прессшпан толщиной 0,15—0,25 мм, а для сливных — толщиной 1,0 мм. Диаметры отверстий в прокладках должны быть на 3—4 мм больше внутреннего диаметра фланца. Маслопроводы следует монтировать за один этап и очищать их в проектом положении без разборки парохимическим или химическим способом раствором ортофосфорной кислоты.

Всасывающий и нагнетательный трубопроводы присоединяют после крепления насоса к фундаментной плите (раме) и достаточного упрочнения подлитого бетона. Всасывающий трубопровод должен иметь минимальную протяженность. Не допускается на нем резких переходов, крутых закруглений, мест возможного образования воздушных мешков. Проходное сечение трубопровода не может быть менее проходного сечения всасывающего патрубка, а в соединении его с приемным патрубком насоса следует обеспечить надлежащую плотность.

Трубопроводы химических насосов должны быть герметичными. На напорном трубопроводе обязательна установка задвижки и обратного клапана. Диаметры напорного и всасывающего трубопроводов не могут быть менее диаметров соответствующих патрубков насосов.

Подшипники насосных агрегатов заполняют маслом от маслосистем турбоагрегатов (питательные насосы) и от автономных маслостановок (сетевые, крупные конденсатные, кислотной промывки и т. д.). В подшипники высокооборотных небольших насосов заливается турбинное масло, а для низкооборотных тяжелых насосов — цилиндровое. Масло заливают через марлю или мелкую проволочную сетку. В подшипники с кольцевой смазкой масло заливают до риски на маслоуказателе; покрывая нижнюю часть маслоподающего кольца. Если подшипник качения имеет жидкую смазку, то уровень масла в картере должен доходить до центра нижнего шарика (ролика). При густой смазке подшипник заправляют смазкой так, чтобы она обильно покрывала шарики (ролики) вместе с сепаратором. Полость зубчатой соединительной муфты заполняют консистентной смазкой.

В масляные ванны вертикальных насосных агрегатов масло заливают дважды (первый раз — для промывки). Максимальный уровень масла соответствует погружению направляющего подшипника до половины его высоты, минимальный уровень — на 50 мм ниже. Уровень масла отмечают на маслоуказателях красной краской.

Марки масел должны соответствовать техническим условиям заводоизготовителей, подтверждены сертификатами и анализами лаборатории электростанции.

Правильность направления вращения электродвигателя проверяют при рассоединенной муфте и надежно закрепленной ее обойме. Зазор между торцами раздвинутых половин жесткой или упругой муфты должен быть при опробовании приводного электродвигателя не менее 5 мм. Полумуфты насоса и двигателя окончательно соединяют и закрывают защитным кожухом. Устанавливают лестницы, площадки и их ограждения.

Монтаж насосных агрегатов заканчивается их опробованием (примочными испытаниями) за два этапа: обкаткой на холостом ходу до установления нормальной температуры в подшипниках, но не менее 2 ч непрерывной работы, вскрытием подшипников и осмотром маслосистемы после обкатки, устранением течей, неплотностей и испытанием под рабочей нагрузкой.

Группу надежности определяет завод-изготовитель и указывает в ТУ и паспорте насоса.

К первой группе относятся насосы, отказы в работе которых могут привести к авариям, угрозе безопасности обслуживающему персоналу, а также причинить значительный материальный ущерб.

Ко второй группе относятся насосы с мощностью двигателя до 500 кВт, используемые в основном в ответственных установках, причем потребитель заранее неизвестен.

К третьей группе относятся насосы общего назначения, выпускаемые большими сериями.

8.10. РЕВИЗИЯ НАСОСОВ

Ревизия насосов выполняется в следующих случаях: при поступлении на электростанцию оборудования в разобранном виде, отдельными узлами; при нарушении или отсутствии пломб на патрубках; при превышении сроков хранения, установленных ГОСТ 26-13-47-77; если выявлены дефекты при наружном осмотре.

При разборке насосов применяются специальный инструмент и приспособления, поставляемые заводами-изготовителями.

При разборке конденсатного насоса (КСВ 500-220) снимают электродвигатель совместно с фонарем, полумуфту с крышки верхнего подшипника, маслоотбойные кольца, втулку с шарикоподшипником; отсоединяют корпус подшипника, разболчивают крепление внутреннего корпуса, отжимными винтами выводят внутренний корпус из заточек и с помощью крана вынимают и укладывают корпус в горизонтальное положение; отвинчивают гайки шпилек по разьему и отжимными болтами разъединяют половину корпуса; достают ротор и разбирают.

Сборку насосов выполняют в порядке, обратном разборке, причем вначале выполняют полузловую сборку и контроль допусков сопрягаемых поверхностей и их геометрических параметров (табл. 8.26, 8.27).

При установке уплотняющих колец диафрагмы их фиксируют от проворачивания стопорами.

Необходимая толщина прокладки в разъеме корпуса насоса определяется при помощи свинцовых оттисков:

$$\delta = (m - n) - \varepsilon$$

где δ — толщина прокладки, мм; m — средняя арифметическая толщина свинцовых оттисков на разъеме корпуса насоса, мм; n — то же на

Таблица 8.26. Допуски в зубчатом зацеплении муфт, редукторов частоты вращения, шестеренных насосов

Квалитеты	Непараллельность f_x и перекос осей f_y	Модуль m , мм	Ширина зубчатых колес, мм					
			до 40	от 40 до 100	от 100 до 160	от 160 до 250	от 250 до 400	от 400 до 630
6	Суммарное пятно контакта		по высоте не менее 50 % по длине не менее 70 %					
	f_x , мкм	1—16	10	12	16	19	21	28
	f_y , мкм	1—16	5	6	8	10	12	14
7	Суммарное пятно контакта		по высоте не менее 45 % по длине не менее 60 %					
	f_x , мкм	1—25	12	16	20	24	28	34
	f_y , мкм	1—25	6	8	10	12	14	17
8	Суммарное пятно контакта		по высоте не менее 30 % по длине не менее 40 %					
	f_x , мкм	1—56	20	25	32	38	45	55
	f_y , мкм	1—56	10	13	16	19	22	28

Таблица 8.27. Допуски цилиндрической формы шеек валов насосов на овальность и конусность, мм

Номинальный диаметр	Квалитеты		
	6	7	8
Свыше 18 до 50	0,006	0,010	0,016
От 50 до 120	0,008	0,012	0,020
От 120 до 260	0,010	0,016	0,025

уплотнительных кольцах, мм; ε — натяг крышки корпуса насоса на кольца, который должен находиться в пределах 0,02—0,07 мм.

Положение обеих половин внутреннего корпуса с уложенным в него ротором фиксируют постановкой призон-штифтов. Проверяют осевой разбег ротора, величина которого должна быть выдержана соглас-

но заводскому чертежу (для КСВ 500-220 осевой разбег равен $8 \pm \pm 2$ мм).

На места уплотнений надевают резиновые кольца, которые должны входить с натягом в расточку наружного корпуса, подсоединяют к нему его нижнюю часть и трубопроводы. Заводят на место внутренний корпус и устанавливают колесо первой ступени с втулками и нижнюю крышку. Корпус опорно-упорного подшипника фиксируют штифтами на внутреннем корпусе насоса. Втулку с предварительно установленными на ней шарикоподшипниками напрессовывают на вал.

Толщину шайбы между наружными кольцами подшипников подбирают опытным путем, чтобы обеспечить работу подшипников без люфта и заедания шариков. Для этого наружное кольцо нижнего подшипника должно опираться на неподвижную плоскость. Под действием усилия выбираются зазоры в подшипниках. Мерными плитками в четырех диаметрально расположенных точках измеряют торцевой зазор между наружными кольцами подшипников. Толщину шайбы определяют из уравнения

$$\delta = H + 0,02 \text{ мм},$$

где H — среднее арифметическое значение зазоров; 0,02 — допуск.

Требуемая толщина шайбы δ обеспечивается шлифованием. Шайбу необходимо закалить. Толщину шайбы между внутренними кольцами определяют из конструктивных соображений в пределах 3—6 мм.

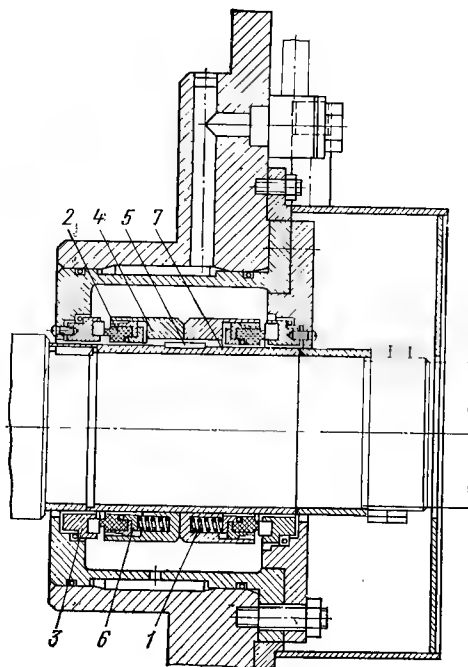
Наружные кольца подшипников в корпусе фиксируют торцевой крышкой путем подбора толщины прокладки по фланцу или подрезки выступающего торца крышки. Перед установкой крышки на вал надевают маслоотбойные кольца. На свободный конец вала насаживают полумуфту, которую закрепляют гайкой. Если фиксация втулки подшипника осуществляется специальной гайкой, то полумуфта на валу удерживается только на шпильке без дополнительного крепления в осевом направлении. Устанавливают фонарь и на нем крепят электродвигатель. Взаимная фиксация этих деталей с насосом осуществляется призон-штифтами. Проверяют центровку насоса, подсоединяют вспомогательные трубопроводы. Ротор проворачивают вручную.

При сборке сальниковых уплотнений проверяют concentricity расположения вала относительно расточек сальниковых коробок. Для этого измеряют зазоры между валом и расточкой для сальника в корпусе насосов в четырех диаметрально противоположных местах. Разница в замерах не должна быть больше 0,5 мм. Сальники набивают с учетом обеспечения расположения гидравлического кольца против отсечки для подвода уплотняющего конденсата. Нажимная втулка сальника должна располагаться относительно вала concentricity по с радиальным зазором 0,5—0,8 мм на сторону и входить в коробку при затянутом сальнике не более чем на 1/3 своей длины.

Качество и тип сальниковой набивки имеют большое значение и должны соответствовать условиям работы и требованиям завода-изготовителя.

Щелевое и торцевое уплотнения чувствительны к попаданию твердых частиц. Эти уплотнения рекомендуется заменить на время обкатки насосов сальниковыми. При сборке торцевого уплотнения (рис. 8.11) его неподвижное кольцо устанавливают в корпус и стопорят винтом, а вращающееся и нажимное кольца надевают на защитную втулку вала. В процессе работы под действием гидростатического давления уплотняющей жидкости вращающееся кольцо плотно прилегает к неподвижному и тем самым создает надежную герметизацию полости

насоса. При стоянке насоса пары трения удерживаются в постоянном контакте пружинами, которые передают усилия на вращающееся кольцо. Герметичность всех соединений, в том числе радиального зазора между защитной втулкой и вращающимся кольцом, обеспечивается резиновыми кольцами круглого сечения.



При монтаже торцевого уплотнения проверяют равномерное, без биения вращение стального кольца по резиновому. При наличии биения требуется исправить посадку кольца на вал.

Рамки типовой ревизии (разборка, осмотр и сборка) применительно к крупным вертикальным осевым насосам существенно расширяются не только за счет измерения геометрических параметров при осмотре, но и при сборке деталей, когда требуется выполнить регулировочные работы (выдерживать нормативные зазоры лопастей

Рис. 8.11. Торцевое уплотнение.

1 — пружина; 2 — вращающееся кольцо; 3 — неподвижное кольцо; 4 — обойма; 5 — шпонка; 6 — нажимное кольцо; 7 — защитная втулка.

и углы их установки и т. п.), которые являются также и монтажными операциями.

Наиболее ответственными операциями ревизии вертикальных осевых насосов являются следующие.

При ревизии камеры рабочего колеса и его разборке (рис. 8.12) выпрессовывают конусные штифты, извлекают лопасти, измеряют и фиксируют диаметры всех шеек, втулок, пальцев, внутренних расточек, проверяют до и после опрессовки механизм поворота лопастей и обтекатель, входящие в состав оборудования рабочего колеса. Необходимость проверки и установки одинакового угла наклона лопастей возникает при полной разборке рабочего колеса. Для регулирования этого угла каждая проушина крестовины имеет специальную шайбу, толщина которой подбирается при сборке лопастей с одинаковыми углами установки. Для определения условного нулевого угла требуется построить натурный профиль лопастей для наибольшего радиуса, что выполняется путем нанесения специальным циркулем круговой риски на все лопасти рабочего колеса, находящегося в рабочем положении (флашем вверх).

Рабочее колесо кантуется и устанавливается фланцем вниз на стол-подставку или специальную плиту, обладающую строгой горизонтальностью. Крестовина механизма поворота лопастей фиксируется в положении, соответствующем условному нулевому углу поворота, для

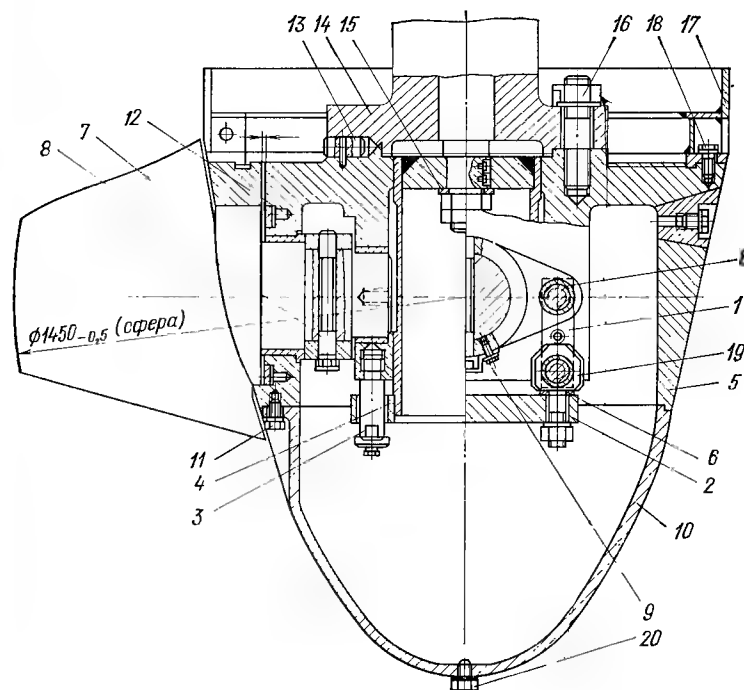


Рис. 8.12. Рабочее колесо насоса ОП 2-145.

1 — серья; 2 — крестовина; 3 — направляющий палец-ограничитель; 4 — поршень крестовины; 5 — втулка рабочего колеса; 6 — шайба регулировочная; 7 — лопасть рабочего колеса; 8 — рычаг поворота лопасти; 9 — штифт конический; 10 — конус-обтекатель; 11 — винт крепления конуса-обтекателя; 12 — уплотнение фланца лопасти; 13 — шпонка цилиндрическая; 14 — вал насоса; 15 — гайка крепления штока к крестовине; 16 — шпилька крепления рабочего колеса; 17 — верхний обтекатель; 18 — винт крепления обтекателя; 19 — проушина серьи; 20 — пробка для спуска масла.

чего рассчитывается толщина временных шайб, помещаемых под верхним и над нижним упорами крестовины в этом положении. Например, для насоса ОП-2-145 полный угол составляет 12°. Повороту лопасти от 0 до +2° будет соответствовать ход крестовины

$$h_H = \frac{H}{12} 2,$$

где H — полный ход крестовины, мм.

Так как крестовина идет на закрытие вниз, толщина шайб, устанавливаемых на направляющие пальцы над нижними упорами, равна h_n , мм. Под верхним упором $h_v = H - h_n$, мм.

Операцию проверки угла установки лопастей начинают с подготовки специального ярма (рис. 8.13), состоящего из двух реек, соединяемых по концам струбцинами. Одна из реек (мерная) должна иметь остро заточенную кромку, строго параллельную противоположной опорной грани рейки. Мерную рейку накладывают острой кромкой на концы нанесенной циркулем дуги (в точках *A* и *B*) с вогнутой стороны любой проверяемой лопасти и закрепляют ярмом в этом положении. По отвесу глубинометром определяют высоты точек *B* и *Г* (h_1 и h_2), а

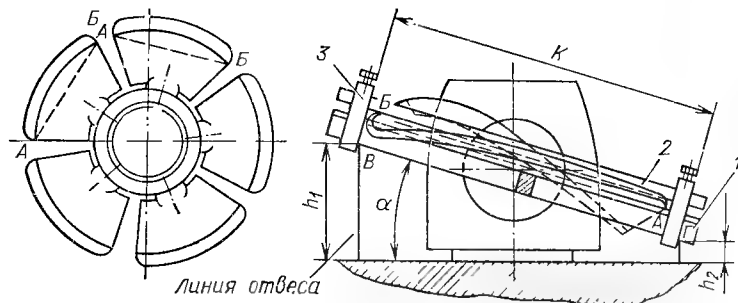


Рис. 8.13. Проверка угла установки рабочего колеса.
1 — ярмо; 2 — мерная рейка; 3 — струбцины.

также расстояние K между ними. Величину K выбирают произвольно, как правило несколько больше длины хорды AB , тогда

$$\frac{h_1 - h_2}{K} = \sin \alpha.$$

Полученный угол сравнивают с условным нулевым углом профиля. Пужий угол наклона подбирают для каждой лопасти путем изменения величины h_1 и h_2 при ослаблении или затягивании гайки проушины.

При достижении заданного угла измеряют зазор между проушиной и крестовиной и по этой величине изготовляют шайбу такой же толщины.

По всем лопастям рабочего колеса устанавливают свои регулировочные шайбы, затягивают гайки проушин и снова проверяют углы наклона лопастей. Если отклонения от заданного угла составляют не более $\pm 0^\circ 05'$, вся операция считается оконченной и временные упорные шайбы с направляющих пальцев крестовины снимают. Лопасты сворачивают, рабочее колесо соединяют с валом (с подсоединением штока привода механизма поворота лопастей) и выполняют проверку соответствия показаний указателя положения лопастей его шкале.

Для этого на направляющие пальцы крестовины вновь устанавливают временные упорные шайбы (с высотами h_n и h_n), фиксирующие ее в положении, соответствующем условному нулевому углу поворота лопастей. Если показания указателя не соответствуют нулю шкалы, то следует добиться этого соответствия путем установки на штоке под указателем положения регулировочных шайб или частичной шлифовки поверхности крепления указателя. Проверяют зазоры ло-

пастей при повороте колеса на полный оборот через каждые 60° , обрабатывают при необходимости периферийную кромку лопасти шлифмашинкой.

Раздел девятый МОНТАЖ СТАЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС И АЭС

9.1. НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ТРУБОПРОВОДАМ ТЭС

При производстве работ по монтажу трубопроводов на ТЭС используются следующие правила и инструкции.

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденные Госгортехнадзором СССР;

СНиП III-Г.9-62* Правила производства и приемки работ. Технологические трубопроводы;

Правила безопасности в газовом хозяйстве, утвержденные Госгортехнадзором СССР;

СНиП III-Г.2-66. Газоснабжение. Внутренние устройства. Правила производства и приемки работ;

Инструкция по монтажу трубопроводов пара и воды на тепловых электростанциях;

Инструкция по монтажу и регулировке пружинных креплений паропроводов;

Правила 28-64 измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами;

Руководящие технические материалы по сварке при монтаже тепловых электростанций, (РТМ-1С-73).

Трубопроводы подразделяются на четыре категории (табл. 9.1). Трубопроводы, транспортирующие горючие сжиженные газы, классифицируются на одну категорию выше трубопроводов горючих газов и жидкостей.

При определении категории трубопровода руководствуются параметрами среды данного трубопровода (температурой или давлением).

Трубопроводы 1-й и 2-й категорий допускается прокладывать в туннелях, на эстакадах или на отдельно стоящих опорах. Трубопроводы пара 3-й и 4-й категорий допускается прокладывать любым способом, за исключением бесканальной прокладки, трубопроводы горячей воды 3-й и 4-й категорий допускается прокладывать любым способом, включая бесканальную прокладку.

При подземной прокладке допускается прокладывать трубопроводы 2, 3 и 4-й категорий в общих каналах и туннелях совместно с мазутопроводами и трубопроводами сжатого воздуха, а трубопроводы горячей воды 3-й и 4-й категорий — совместно с электрокабелями до 10 кВ, кабелями связи, газопроводами давлением до 0,5 кгс/см², трубопроводами ливневой канализации. Совместная прокладка мазутопроводов с электрокабелями не допускается.

Совместная подземная прокладка трубопроводов 1-й категории с другими коммуникациями и трубопроводов всех категорий с трубопроводами, транспортирующими химические, едкие, ядовитые и легковоспламеняющиеся вещества, не допускается.

Таблица 9.1. Категории трубопроводов

Категория трубопровода	Среда	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Давление (избыточное), кгс/см²
Пар и вода			
1	а) Перегретый пар	Свыше 580	Не ограничено
	б) Перегретый пар	От 540 до 580 (включительно)	То же
	в) Перегретый пар	От 450 до 540 (включительно)	»
	г) Перегретый пар	До 450 (включительно)	Более 39
	д) Горячая вода, насыщенный пар	Свыше 115	Более 80
2	а) Перегретый пар	От 350 до 450 (включительно)	До 39 (включительно)
	б) Перегретый пар	До 350 (включительно)	От 22 до 39 (включительно)
	в) Горячая вода, насыщенный пар	Свыше 115	От 39 до 80 (включительно)
3	а) Перегретый пар	От 250 до 350 (включительно)	До 22 (включительно)
	б) Перегретый пар	До 250 (включительно)	От 16 до 22 (включительно)
	в) Горячая вода, насыщенный пар	Свыше 115	От 16 до 39 (включительно)
4	а) Перегретый пар и насыщенный пар	От 115 до 250 (включительно)	От 0,7 до 16 (включительно)
	б) Горячая вода	Свыше 115	До 16 (включительно)

Горючие газы и горючие жидкости

1	Горючие газы и горючие жидкости	От 350 до 700	Независимо
2	То же	От 250 до 350 и от минус 70 до 0	От 25 до 64
3	»	От 120 до 250 и от минус 70 до 0	От 16 до 25
4	»	До 120	До 16

При надземной прокладке на эстакадах (за исключением галерей эстакадного типа) или на отдельно стоящих опорах допускается совместная прокладка трубопроводов всех категорий с технологическими трубопроводами различного назначения, если это не противоречит требованиям других правил безопасности.

Условным проходом труб, арматуры и соединительных частей называется номинальный внутренний диаметр изделия по присоединительным концам.

Проход условный D_u , мм, имеет следующие значения (условные проходы, указанные в скобках, применять не рекомендуется): 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, (175), 200, (225) 250, 300, 350, 400, (450), 500, 600, (700), 800, (900), 1000, 1200, 1400, 1600, (1800), 2000, (2200), 2400, (2600), (2800), 3000.

Давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов установлены ГОСТ 356-80 (табл. 9.2 и 9.3). При определении условного давления допускается превышение фактического рабочего давления в пределах до 5% над указанными в таблицах для заданной температуры.

Температура среды принимается равной наивысшей длительной температуре без учета кратковременных отклонений, допускаемых соответствующими ТУ.

Для стационарных паровых котлов ГОСТ 23172-78 установлены низкое, среднее и высокое давления. Принято:

трубопровод низкого давления — для транспортировки пара давлением менее 10 кгс/см²;

трубопровод среднего давления — для транспортировки пара давлением от 10 до 100 кгс/см²;

трубопровод высокого давления — для транспортировки пара давлением от 100 до 225 кгс/см² включительно.

Толщина стенки трубы трубопровода определяется по формуле

$$S = \frac{p D_n}{200 [\sigma] + p} + C_1,$$

где S — номинальная толщина стенки прямой трубы, мм; p — расчетное избыточное давление, кгс/см²; D_n — наружный диаметр трубы, мм; φ — коэффициент прочности продольного и спирального сварных швов; σ — номинальное допускаемое напряжение при внутреннем давлении, кгс/мм² (табл. 9.4а, табл. 9.4б); C_1 — прибавка, мм.

Формула пригодна при соблюдении условия

$$(S - C_1) / D_n \leq 0,25.$$

Для бесшовных труб $\varphi = 1$.

Для сварных соединений, выполненных автоматической, полуавтоматической или ручной сваркой, при проведении контроля качества шва по всей его длине неразрушающими методами:

для углеродистой, низколегированной марганцовистой и хромомолибденовой стали, а также аустенитной $\varphi = 1,0$;

для хромомолибденованадиевой и высокохромистой стали при расчетной температуре металла 510°С и менее $\varphi = 0,9$; при температуре 530°С и выше $\varphi = 0,7$.

Коэффициент прочности сварных стыковых соединений углеродистой и низколегированной марганцовистой стали, контроль качества которых неразрушающими методами производится согласно особому разрешению Госгортехнадзора СССР не по всей длине, принимается в зависимости от способа сварки.

Таблица 9.2. Давления условные, пробные и рабочие (избыточные) для арматуры и деталей трубопроводов из сталей (ГОСТ 356-80)

Марка стали	Температура рабочей среды, °C											
	200	250	300	350	400	425	435	445	455	—	—	—
Ст3, 10, 20, 25, 20Л, 25Л												
15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 20ГСЛ, 09Г2С, 10Г2С												
12МХ												
15ХМ, 12ХМЛ												
12Х1МФ, 20ХМФЛ, 15Х1М1Ф												
08Х18Н10Т												

Условное давление P_y	Пробное давление $P_{пр}$	Рабочее давление P_p , кгс/см ²															
2,5	4	2,5	2,3	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6				
4	6	4,0	3,5	3,0	2,6	2,3	2,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0				
6,3	9	6	5,4	4,8	4,0	3,7	3,2	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7				
10	15	10	9	7,5	6,6	5,8	5,0	4,5	4,2	3,6	3,3	3,0	2,7				
16	24	16	14	12	11	9	8	7	6,2	5,7	5,2	5,0	4,3				
25	38	25	23	19	17	15	13	11	10	9	8,2	7,4	6,4				
40	60	40	35	30	26	23	20	18	16	14	13	12	10,4				
63	95	63	54	48	40	37	32	28	25	23	21	19	17				
100	150	100	90	75	66	58	50	45	42	36	33	30	27				
125	190	125	113	94	83	73	65	55	50	45	41	38	33				
160	240	160	140	120	110	90	80	70	62	57	52	50	43				
200	300	200	180	150	130	115	100	90	84	72	65	60	54				
250	350	250	230	190	170	150	130	110	100	90	82	74	64				
320	450	320	280	240	220	170	160	140	124	114	105	100	85				
400	560	400	350	300	260	230	200	180	160	140	130	120	104				
500	650	500	450	370	330	290	250	225	210	180	165	150	135				
630	800	630	540	480	400	370	320	280	250	230	210	190	170				
800	1000	800	700	600	520	460	400	360	320	280	260	240	215				
1000	1250	1000	900	750	660	580	500	450	420	360	330	300	270				

Таблица 9.3. Давления условные, пробные и рабочие (избыточные) для арматуры трубопроводов из чугунов (ГОСТ 356-80)

Чугуны		Температура рабочей среды, °C					
Высокопрочный серый и ковкий		120	200	250	300	350	400
Условное давление P_y	Пробное давление $P_{пр}$	Рабочее давление P_p , кгс/см ²					
2,5	4	2,5	2,3	2,0	2,0	1,9	1,6
4,0	6	4,0	3,6	3,4	3,2	3,0	2,8
6,3	9	6,3	6	5	5	4,6	4,3
10	15	10	9	8	8	7,5	7
16	24	16	15	14	13	12	10
25*	38	25	23	21	20	18	16
40*	60	40	36	34	32	30	28

Примечания: 1. Рабочие давления для арматуры трубопроводов из чугуна марок СЧ 18-36, СЧ 21-40 и ВЧ 42-12 применяют до температур 300°C включительно.

2. Условные давления, обозначенные знаком*, применяют для арматуры трубопроводов из чугуна марок ВЧ 42-12 и КЧ 30-6.

Таблица 9.4а. Номинальные допускаемые напряжения [σ] для расчетного ресурса 100 тыс. ч, кгс/мм²

Для углеродистых и марганцовистых сталей

$t_{ст}$, °C	Марка стали					
	ВСтЗсп, ВСтЗпс	10	20	16ГС	10Г2С1	11ГС
20	14,0	13,0	14,7	17,0	17,7	18,5
200	11,7	12,0	14,0	15,0	16,5	16,9
250	10,7	10,6	13,2	14,5	15,6	16,5
275	10,2	10,0	12,6	14,0	15,0	16,1
300	9,6	9,3	11,9	13,3	14,4	15,3
320	—	8,8	11,4	12,7	13,9	14,5
340	—	8,3	10,9	12,2	13,3	13,7
350	—	8,0	10,6	12,0	13,1	13,3
360	—	7,7	10,3	11,7	12,7	12,9
380	—	7,2	9,7	11,2	12,1	12,1
400	—	6,7	9,2	10,7	11,3	11,3
410	—	6,5	8,6	9,7	10,2	10,7
420	—	6,2	7,9	8,7	9,0	10,2

Продолжение табл. 9.4а

$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	Марка стали					
	ВСтЗсп, ВСтЗпс	10	20	16ГС	10Г2С1	15ГС
430	—	5,9	7,2	7,6	7,8	8,9
440	—	5,7	6,6	6,8	7,0	7,5
450	—	5,4	5,9	6,2	6,3	6,5

Для легированных сталей

$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	12ХМ, 12МХ _{из}	15 ХМ	12Х1МФ	15Х1М1Ф	1Х11В2МФ	12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т
20	14,7	15,3	17,3	19,2	20,0	14,7
250	14,5	15,2	16,6	18,6	—	12,5
300	14,1	14,7	15,9	18,0	—	12,0
350	13,7	14,0	15,2	17,2	—	11,6
400	13,2	13,3	14,5	16,2	—	11,1
420	12,9	13,1	14,2	15,8	—	11,0
440	12,6	12,8	13,9	15,4	—	10,8
450	12,5	12,7	13,8	15,2	—	10,7
460	12,3	12,5	13,6	15,0	—	10,6
480	12,0	12,2	13,3	14,5	—	10,5
500	9,5	10,5	11,3	12,0	—	10,4
510	7,8	8,5	10,1	10,7	—	10,3
520	6,6	7,0	9,0	9,6	—	10,3
530	5,4	5,6	8,1	8,6	—	10,2
540	—	4,5	7,3	7,8	—	10,2
550	—	3,5	6,6	7,1	10,7	10,2

Таблица 9.4б. Номинальные допускаемые напряжения $[\sigma]$ для расчетного ресурса 200 тыс. ч, кгс/мм²

$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	Марка стали				$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	Марка стали			
	20	12Х1МФ	15Х1М1Ф	12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т		20	12Х1МФ	15Х1М1Ф	12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т
400	7,7	—	—	—	530	—	6,9	7,7	9,2
400	7,0	—	—	—	540	—	6,2	6,9	9,2
420	6,3	—	—	—	550	—	5,6	6,3	9,2
430	5,7	—	—	—	560	—	5,0	5,7	9,1
440	5,0	—	—	—	570	—	4,4	5,1	8,7
450	4,3	13,8	15,2	—	580	—	(3,9)	(4,6)	8,1
460	(3,6)	13,6	15,0	—	590	—	(3,5)	(4,2)	7,3
470	(3,0)	13,0	13,9	—	600	—	(3,1)	(3,8)	6,6

Продолжение табл. 9.4б

$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	Марка стали				$t_{ст}, ^\circ\text{C}$	Марка стали			
	20	12Х1МФ	15Х1М1Ф	12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т		20	12Х1МФ	15Х1М1Ф	12Х18Н12Т, 12Х18Н10Т
480	—	12,0	13,0	—	610	—	—	—	5,9
490	—	10,6	11,9	—	620	—	—	—	(5,3)
500	—	9,6	10,8	—	630	—	—	—	(4,9)
510	—	8,6	9,6	—	640	—	—	—	(4,5)
520	—	7,7	8,6	9,3	650	—	—	—	(4,1)

Примечание. Значения, заключенные в скобки, рекомендуются только для поперечных расчетов. (см. книгу «Расчет и конструирование трубопроводов» (справочное пособие)/Под ред. Б. В. Зверькова. Л: Машиностроение, 1979.

При автоматической двусторонней сварке под флюсом, односторонней ручной и автоматической сварке под флюсом с подваркой основания шва, ручной сварке в углекислом газе и аргодуговой сварке $\varphi=0,85$. При всех других, не указанных выше видах ручной электрической и газовой сварки $\varphi=0,7$.

Для спиральношовных труб при условии проведения контроля качества шва по всей длине неразрушающими методами и смещении кромок не более 15% $\varphi=0,85$.

Успение шва в величине коэффициента прочности не учитывается.

Величина C_1 определяется по формуле

$$C_1 = A_1 (\varphi - C_1),$$

где A_1 — коэффициент, зависящий от величины минусового отклонения по толщине стенки трубы.

Значение коэффициента A_1 :

При отклонении по толщине

стенки, мм	До 15	12,5	10	5
Коэффициент A_1	0,18	0,14	0,11	0,05

9.2. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ТРУБОПРОВОДАМ ТЭС

Проектная документация должна выполняться с учетом требований действующих в отрасли нормативных документов.

К стационарным трубопроводам низкого и среднего давления на $p_{раб} \leq 22$ кгс/см² тепловых электростанций относятся:

- технологические трубопроводы в пределах главного корпуса;
- трубопроводы между химводоочисткой и главным корпусом;
- трубопроводы химводоочистки;
- трубопроводы разного назначения в пределах мазутонасосных, маслохозяйств, мазутных баков, между мазутонасосными и главным корпусом;
- трубопроводы размораживающего устройства для угля;
- трубопроводы специальных газов (O_2 , N_2 , H_2 , CO_2) в пределах электролизных помещений;
- трубопроводы воздуха, масла, воды, продувочные, выхлопные и другие в пределах компрессорных помещений.

Рабочий проект трубопроводов должен включать: заглавный лист на группу трубопроводов и на узлы; монтажно-сборочные чертежи со спецификациями блоков и деталей, не входящих в блоки, перечнями опор и приводов; монтажно-трассировочные чертежи со спецификациями деталей трубопроводов и металла для их крепления; монтажные схемы со спецификациями; чертежи блоков со спецификациями; чертежи ненормализованных деталей; монтажные чертежи опор и подвесок со спецификациями; монтажные чертежи дистанционных приводов со спецификациями; задание строительному отделу на проектирование лестниц и площадок для обслуживания арматуры и других устройств.

На заглавном листе приводится схема группы трубопроводов, допускается выполнение схемы трубопроводов на отдельном чертеже.

Монтажно-сборочные чертежи выполняются для трубопроводов $D_n \geq 89$ мм на одну или несколько групп трубопроводов. Трубопроводы $D_n \geq 89$ мм на монтажно-сборочных чертежах разбиваются на транспортибельные блоки и детали, не входящие в блоки. На одном из листов монтажно-сборочного чертежа приводятся технические требования, включающие рабочие параметры среды и указания по монтажу, для трубопроводов, подведомственных Госгортехнадзору СССР, делается надпись «Подлежит регистрации в Госгортехнадзоре СССР» с указанием категории.

На монтажно-сборочных чертежах указываются границы проектирования трубопровода с указанием присоединительных размеров, места установки опор и подвесок, монтажные натяги, уклон, дренажные, продувочные и сливные штуцера, штуцера для воздушников $D_n \leq 89$ мм, сужающие измерительные устройства и дистанционные приводы к арматуре.

Монтажно-трассировочные чертежи выполняются для трубопроводов $D_n = 76$ мм, а также для магистральных трубопроводов и трубопроводов, прокладываемых в каналах $D_n \leq 57$ мм.

Монтажные схемы разрабатываются для трубопроводов $D_n \leq 57$ мм, кроме магистральных и прокладываемых в каналах трубопроводов.

Чертежи блоков трубопроводов $D_n \geq 89$ мм выполняются каждый на отдельной формате без масштаба со всеми размерами, спецификацией и техническими требованиями. Трубопроводы разбиваются на блоки с максимальными размерами $11,0 \times 2,6 \times 1,1$ м (исходя из норм железнодорожных габаритов). В состав блоков включаются трубы прямые и гнутые, трубы с косыми срезами, отводы гнутые, сварные и крутоизогнутые, тройники, переходы и штуцера всех диаметров для дренажей, сливов, воздушников с привязками. Арматура включается в специальный «блок арматуры», куда входят собственно арматура, концевые патрубки с фланцами, крепеж, прокладки, консервирующие крышки.

Чертежи ненормализованных деталей трубопроводов выполняют отдельно для деталей, не включенных и включенных в блоки.

Чертежи опор и подвесок выполняются на отдельных форматах схематично с указанием спецификации деталей опоры и подвески, привязки к строительным конструкциям здания, расстояния до сварного стыка, отметки трубопровода, монтажного смещения опоры и подвески, нагрузки на несущие конструкции трубопроводов. Для неподвижных опор указывается нагрузка на опору, а для пружинных — нагрузка на пружину. На чертежах пружинных опор и подвесок приво-

дится таблица с характеристикой пружины (табличные данные, высота пружины и нагрузка в рабочем состоянии и при установке).

Сводный заглавный лист выполняется на весь объем поставки трубопроводов и содержит перечень всех заглавных узловых листов с шифром узла, сводную спецификацию на всю энергоустановку и сводку масс.

Согласно «Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства» СН 202-76 и существующей практике по изготовлению и монтажу трубопроводов низкого давления дирекции электростанции или предприятия направляется комплект рабочих чертежей из 8 экземпляров.

Все изменения проекта, возможные в процессе изготовления или монтажа трубопровода, должны быть согласованы между организацией, разработавшей проект, и организацией, потребовавшей изменение проекта.

Применение для изготовления трубопроводов материалов, не предусмотренных Правилами, а также применение в отдельных случаях материалов при рабочих параметрах, выходящих за пределы, установленные Правилами, допускаются министерством, в ведении которого находится проектная организация. Это должно быть согласовано с Госгортехнадзором СССР и соответствующими научно-исследовательскими институтами.

9.3. СОРТАМЕНТ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

Для изготовления трубопроводов применяют трубы, указанные табл. 9.5 — 9.8.

Трубы, обозначенные знаком *, применяются для изготовления отводов, тройников и заглушек с рсбрами.

Для трубопроводов низкого давления, на которые распространяются Правила Госгортехнадзора СССР, трубы сварные прямошовные и спиральношовные применяют при 100%-ном контроле заводского шва неразрушающими методами и испытании на загиб ($\alpha \geq 80^\circ$ для стали марок 17ГС, 17Г1С, 14ХГС и стали 20 по ТУ 14-3-808-78, $\alpha \geq 100^\circ$ для стали 10сп и стали 20сп по ГОСТ 1050-74 *); трубы бесшовные применяются при условии определения предела текучести ($\sigma_t \geq 25$ кгс/см²), проведения испытания на загиб ($\alpha \geq 90^\circ$) и проверки макроструктуры на заводе-изготовителе.

В качестве замены сварных прямошовных труб на $p \leq 16$ кгс/см², $t \leq 300^\circ\text{C}$ допускается применение труб из стали марки 10сп по ТУ 14-3-377-75 с гарантией испытания на загиб и 100%-ным контролем заводского шва неразрушающими методами, а для изготовления тройников и отводов из труб D_y 500 мм допускается применение труб из стали марки 09Г2С по ТУ 14-3-604-77 и из стали марки 10Г2С1 по ТУ 14-3-605-77. Для прямых участков трубопроводов на $p_y \leq 16$ кгс/см², D_y 450 мм, а также на $p_y \geq 25$ кгс/см², D_y 10—400 мм допускается применение труб из стали 10 по ГОСТ 1050-74 *.

Для трубопроводов объектов, строящихся в районах с расчетной температурой наружного воздуха от минус 30° до минус 40°, изготавливаемых из бесшовных труб, допускается применение труб из стали марок 10, 20 при условии испытания металла труб на ударную вязкость при -40°C ($a_n \geq 3$ кгс·м/см²).

Для районов с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 40°С следует применять трубы из стали марки 09Г2С по ТУ

Таблица 9.5. Трубы для трубопроводов

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки
----------------------------------	---	------------------	----------	------------------

Трубы сварные прямошовные для трубопроводов на $p_y \leq 16$ кгс/см²,
 $t \leq 300^\circ \text{C}$ (ОСТ 34-42-481-80)

20	25×2	1,13	Сталь 20 ГОСТ 1050-74*	ГОСТ 10706-76, гр. В (с гаранти- ей по п. 5 и 16)
25	32×2	1,48		
32	38×2	1,78		
50	57×3	4,00		
65	76×3	5,40		
80	89×3	6,36		
100	108×3,5	9,02		
125	133×3,5	11,18		
150	159×4,5	17,15		
200	219×6	31,52		
250	273×6	39,51		
300	325×6	47,20		
400	426×7	72,33		
	426×9*	92,56		
450	426×11*	112,58		
	478×7	81,31		
	478×8*	92,73		
	478×10*	115,42		

500	530×8	102,98	17ГС, 17Г1С 17Г1С-У	ТУ 14-3-620-77
700	720×8	140,46		
	720×10*	175,00		
800	820×9	180,00		
	820×11*	219,46		

1000	1020×10	249,10	17Г1С-У, 14ХГС 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У	ТУ 14-3-602-77 ТУ 14-3-620-77
	1020×14*	347,31		

1200	1200×11	328,00	17Г1С-У, 14ХГС 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У	ТУ 14-3-602-77 ТУ 14-3-620-77
	1200×14*	416,40		

Трубы электросварные прямошовные с двусторонним сварным
швом для трубопроводов $p_y \leq 25$ кгс/см², $T \leq 350^\circ \text{C}$
(ОСТ 34-42-481-80)

500	530×7	90,28	17ГС, 17Г1С 14ХГС	ГОСТ 20295-74
	530×8*	102,98		
	530×11*	140,79		

Продолжение табл. 9.5

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки
700	720×8 720×10* 720×11*	140,46 175,00 192,33	17ГС, 17Г1С 14ХГС	ГОСТ 20295-74
800	820×11*	219,46	17Г1С-У, 14ХГС	ТУ 14-3-620-77
1000	1020×14	347,31		
1200	1220×14	416,40		

Трубы сварные спиральношовные с двусторонним сварным швом
для трубопроводов $p_y \leq 25$ кгс/см², $t \leq 350^\circ \text{C}$
 $p_y \leq 16$ кгс/см², $t \leq 350^\circ \text{C}$

500	530×7	90,28	17ГС, 17Г1С, 14ХГС	ГОСТ 20295-74
			ГОСТ 19282-73	
600	630×8	122,72	Сталь 20	ТУ 14-3-808-78
700	720×8	140,46	17ГС, 17Г1С, 14ХГС	
			ГОСТ 19282-73	
1400	1420×12	416,70	17ГС	ТУ 14-3-324-74
1400	1420×14	485,40	Сталь 20	ТУ 14-3-808-78

$p_y \leq 25$ кгс/см², $t \leq 350^\circ \text{C}$

500	530×7	90,28	17ГС, 17Г1С, 14ХГС	ГОСТ 20295-74
			ГОСТ 19282-73	
600	630×12	182,89	Сталь 20	ТУ 14-3-808-78
700	720×9	157,80	17ГС, 17Г1С, 14ХГС	
800	820×10	199,75	ГОСТ 19282-73	ГОСТ 20295-74

Примечания: 1. Для трубопроводов $p_y \leq 10$ кгс/см² и $T \leq 70^\circ \text{C}$, на которые не распространяются Правила Госгортехнадзора СССР (кроме циркуляционных трубопроводов), допускается применять трубы из стали ВСт.3сп2 по ГОСТ 10706-76 для районов с расчетной температурой наружного воздуха не ниже минус 20°C при условии выполнения сварочных работ при положительной температуре наружного воздуха.

2. Для трубопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 40°C допускается применять вышеуказанные трубы при температуре рабочей среды не выше 300°C .

Таблица 9.6. Трубы бесшовные для трубопроводов на
 $p_y \leq 40$ кгс/см², $t \leq 425^\circ \text{C}$ (по ОСТ 34-42-481-80)

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки, ГОСТ
10 15 20 25 32 40 50	14×2 18×2 25×2 32×2 38×2 45×2,5 57×3	0,59 0,79 1,13 1,48 1,78 2,62 4,00	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *	ГОСТ 8733-74*, гр. В
65	76×3 76×3,5*	5,40 6,26		
80	89×3,5 89×4,5* 89×9	7,38 9,38 17,76		
100	108×4 108×6*	10,26 15,09		
125	133×4 133×6*	12,73 18,79		
150	159×4,5 159×7* 159×9* 159×12* 219×6 219×7* 219×9* 219×16*	17,15 26,24 33,29 43,50 31,52 36,60 46,61 80,10		
250	273×7 273×8* 273×11* 273×16*	45,92 52,28 71,07 101,41		

Продолжение табл. 9.6

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки, ГОСТ
300	325×8 325×10* 325×13*	62,54 77,68 100,03	Сталь 20, ГОСТ 1050-74*	ГОСТ 8732-74*, гр. В
350	377×9 377×13* 377×16*	81,68 116,70 142,45		
400	426×9 426×14* 426×18*	92,56 142,25 181,11		

* Только для тройников, отводов и заглушек с ребрами.

Таблица 9.7. Трубы бесшовные из углеродистых
и кремнемарганцовистых сталей для трубопроводов тепловых
электростанций (по ОСТ 108.320.102-78)

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Технические условия на поставку
$p_{ном} = 380$ кгс/см ² , $t = 280^\circ \text{C}$				
10 20 40 100 150 200 250 300 350 400	16×2,5 28×4 57×9 133×18 194×26 273×34 325×42 377×48 465×60 530×65*	0,83 2,37 10,87 54,23 114,45 213,12 311,58 414,06 636,80 794,00	15ГС 15ГС	ТУ 14-3-460-75 ТУ 14-3-420-75

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Технические условия на поставку
----------------------------------	---	------------------	----------	------------------------------------

 $\rho_{ном} = 240 \text{ кгс/см}^2, t = 250^\circ \text{C}; \rho_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 215^\circ \text{C}$

10	16×2	0,69	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
20	28×3	1,85	15ГС	
65	76×9	15,19		
100	133×13	41,02		

 $\rho_{ном} = 240 \text{ кгс/см}^2, t = 250^\circ \text{C}$

150	194×17	79,19	15ГС	ТУ 14-3-460-75
175	219×19	100,02		
225	273×24	157,28		
250	325×28	218,89		
300	377×32	290,63		
350	426×36	369,62		

 $\rho_{ном} = 185 \text{ кгс/см}^2, t = 215^\circ \text{C}$

150	194×15	70,73	15ГС	ТУ 14-3-460-75
175	219×16	85,59		
225	273×19	127,32		
250	325×22	175,75		
300	377×26	240,58		

 $\rho_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145^\circ \text{C};$
 $\rho_{ном} = 44 \text{ кгс/см}^2, t = 340^\circ \text{C};$
 $\rho_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440^\circ \text{C}; \rho_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 200^\circ \text{C}$

10	16×2	0,69	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
20	28×3	1,85		
25	32×3	2,15		
32	38×3	2,59		
50	57×3,5	4,72		

 $\rho_{ном} = 76 \text{ кгс/см}^2, t = 145^\circ \text{C}$

80	89×6	12,56	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
100	108×6	15,45		
150	159×9	35,63		
200	219×13	70,66		
250	273×16	108,50		
300	325×19	138,28		

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Технические условия на поставку
----------------------------------	---	------------------	----------	------------------------------------

 $\rho_{ном} = 44 \text{ кгс/см}^2, t = 340^\circ \text{C}$

65	76×3,5	6,41	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
80	89×4	8,58		
100	108×6	15,45		
150	159×7	28,11		
200	219×9	49,94		
250	273×10	69,52		
300	325×13	107,19		
350	377×13	126,50		
400	426×15	164,80		
450	465×16	192,06		
600	630×17*	257,50	16ГС ГОСТ 19282-73	ТУ 3-923-75
700	630×25	375,00		
	720×22*	382,14		

 $\rho_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 440^\circ \text{C}$

80	89×6	12,56	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
100	108×8	20,18		
150	159×9	35,63		
200	219×13	70,66		
250	273×16	108,50		
300	325×19	138,28		

 $\rho_{ном} = 40 \text{ кгс/см}^2, t = 200^\circ \text{C}$

65	76×3,5	6,41	Сталь 20	ТУ 14-3-460-75
80	89×4	8,58		
100	108×4,5	11,76		
125	133×5	16,92		
150	159×7	23,11		
200	219×9	49,94		
250	273×10	69,52		
300	325×13	107,19		
350	377×13	126,50		
400	426×15	164,80		

* Только для прямых участков трубопроводов.

Таблица 9.8. Трубы бесшовные из хромомолибденованадиевых сталей для паропроводов тепловых электростанций (по ОСТ 108.320.103-78)

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки
$p_{ном}=255 \text{ кгс/см}^2, t=545^\circ \text{C}$				
10	16×3,5	1,08	12X1MФ	ТУ 14-3-460-75
20	28×6	3,26		
40	57×13	14,34		
65	108×22	47,32		
100	159×32	105,70		
125	194×38	154,28	15X1M1Ф	ТУ 14-3-460-75
150	245×48	246,09		
175	273×52	301,20	15X1M1Ф	ТУ 14-3-420-75
200	325×60	414,30		
250	377×70	535,00		
275	426×80	720,70		
300	465×80	803,40		
$p_{ном}=140 \text{ кгс/см}^2, t=560^\circ \text{C}, t=545^\circ \text{C}$				
10	16×2,5	0,832	12X1MФ	ТУ 14-3-460-75
20	28×4,5	2,61		
50	76×13	20,59		
100	133×18	54,23	15X1M1Ф	
$p_{ном}=140 \text{ кгс/см}^2, t=560^\circ \text{C}$				
175	219×30	148,52	15X1M1Ф	ТУ 14-3-460-75
200	273×36	223,60		
300	325×38	414,06		
$p_{ном}=140 \text{ кгс/см}^2, t=545^\circ \text{C}$				
175	219×26	131,68	15X1M1Ф	ТУ 14-3-460-75
200	273×32	202,40		
300	325×38	286,24		
$p_{ном}=140 \text{ кгс/см}^2, t=515^\circ \text{C}; p_{ном}=100 \text{ кгс/см}^2, t=540^\circ \text{C}$				
10	16×2,5	0,832	12X1MФ	ТУ 14-3-460-75
20	28×3	1,85		
65	76×9	15,19		
100	133×13	41,02		
125	159×15	56,81	15X1M1Ф	
150	194×18	83,34		
175	219×20	104,71		

Продолжение табл. 9.8

Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр и толщина стенки $D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Материал	Условия поставки
225	273×24	157,28		
250	325×28	218,89		
$p_{ном}=41 \text{ кгс/см}^2, t=545^\circ \text{C}$				
10	16×2,5	0,832	12X1MФ	ТУ 14-3-460-75
20	28×3	1,85		
50	57×3,5	4,75		
100	108×6	15,45		
150	159×8	31,90	15X1M1Ф	ТУ 14-3-420-75
250	273×12	82,74		
350	377×17	168,45		
400	426×18	196,19		
450	465×20	235,14	15X1M1Ф	ТУ 14-3-420-75
500	530×25	343,71		
600	630×28	425,00	15X1M1Ф	ТУ 14-3-460-75
700	720×25*	438,00		

* Только для прямых участков трубопроводов.

14-3-500-76, поставляемые с гарантией ударной вязкости при температуре -70°C .

Для изготовления сварных отводов, тройников и плоских заглушек по ОСТ 34-42-481-80 применяется листовая сталь марок 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 14ХГС, категории 12 по ГОСТ 19282-73 с толщиной листа S , мм: 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 25.

9.4. ФАСОННЫЕ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

Фасонные части трубопроводов низкого и среднего давления с $p_{раб} \leq 22 \text{ кгс/см}^2$ и $t \leq 425^\circ \text{C}$ изготавливаются по техническим требованиям ОСТ 34-42-500-80 (табл. 9.9). Кроме того, трестом «Теплоэнергооборудование» изготавливаются детали трубопроводов с параметрами рабочей среды $p_{раб} \leq 22 \text{ кгс/см}^2$ и $t \leq 425^\circ \text{C}$ по техническим требованиям ГОСТ 17380-77 (табл. 9.10—9.13).

Детали трубопроводов среднего и высокого давления $p_y 64—400 \text{ кгс/см}^2$ изготавливаются по отраслевым стандартам ОСТ 24.03.005, ОСТ 24.03.018-72 и ОСТ 24.03.004-75.

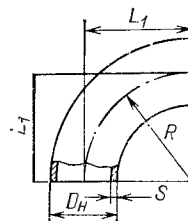
Детали трубопроводов энергоблоков 500 МВт изготавливаются по отраслевому стандарту ОСТ 24.03.016, а энергоблоков 800 МВт— по ОСТ 24.03.003.

Детали трубопроводов ТЭС на параметры $p_{ном} = 255 \text{ кгс/см}^2$ и $t = 545/545^\circ \text{C}$ изготавливаются по нормам отраслевым (НО) (табл. 9.14).

Таблица 9.9. Фасонные части трубопроводов
на $p_{\text{раб}} \leq 22 \text{ кгс/см}^2$, $t \leq 425^\circ \text{C}$

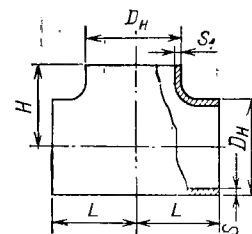
Наименование	Условный проход, мм	ОСТ	Материал
Отводы гнутые	От 10 до 400	34-42-184-80	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
Отводы гнутые на станках с нагревом ТВЧ	От 80 до 400	34-42-485-80	
Отводы сварные	От 100 до 1400	34-42-486-80	По ОСТ 34-42-481-80 в зависимости от размеров и параметров среды
Переходы сварные листовые концентрические и эксцентрические	От 500×250 до 1200×1400	34-42-487-80	16ГС, 17ГС, 17ГПС, 14ХГС, категория 12 ГОСТ 19282-73
Переходы точеные	От 15×10 до 40×32	34-42-488-80	Круг В-Д ГОСТ 2590-71 20 ГОСТ 1050-74*
Штуцера для ответвлений трубопроводов	От 10 до 1200	34-42-495-80	—
Пройники сварные равнопроходные	От 65 до 1400	34-42-496-80	По ОСТ 34-42-481-80 в зависимости от размеров и параметров среды
Тройники сварные равнопроходные с накладкой	От 65 до 1400	34-42-497-80	—
Тройники сварные переходные	От 65×25 до 1400×1200	34-42-498-80	—
Тройники сварные переходные с накладкой	От 80×65 до 300×250	34-42-499-80	—

Таблица 9.10. Детали трубопроводов, бесшовные, приварные на параметры среды $p_{\text{раб}} \leq 22 \text{ кгс/см}^2$ и $t \leq 425^\circ \text{C}$. Отводы крутоизогнутые (по ГОСТ 17375-77)



Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр D_H , мм	$L=R$, мм	Толщина стенки S , мм	Масса отвода под углом 90°C , кг	Материал
40	45	60	2,5	0,3	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
50	57	75	3	0,6	
65	76	100	3,5	1,2	
80	89	120	3,5	1,6	
100	108	150	4	2,8	
125	133	190	4	4,4	
150	159	225	4,5	6,9	
200	219	300	6	17,0	
250	273	375	7	31,4	
300	325	450	8	50,3	
350	377	525	10	93,0	
400	426	600	10	121,0	
500	530	500	10	130,0	
600	630	600	10	163,5	

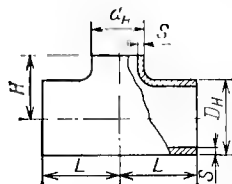
Таблица 9.11. Равнопроходные тройники (по ГОСТ 17376-77)



Условный проход D_y , мм	Наружный диаметр D_H , мм	L , мм	H , мм	Толщина стенки S , мм	Масса, кг	Материал
40	45	40	40	2,5	0,5	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
50	57	50	50	3	0,8	
65	76	65	65	3,5	1,5	

Продолжение табл. 9.11

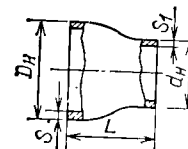
Условный про- ход D_y , мм	Наружный диаметр D_H , мм	L , мм	H , мм	Толщина стенки S , мм	Масса, кг	Материал
80	89	80	80	3,5	2,6	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
100	108	100	90	4	3,3	
125	133	110	100	4	4,3	
150	159	130	120	4,5	6,6	
200	219	160	150	6	13,8	
250	273	190	190	8	32,0	
300	325	220	220	8	41,3	
350	377	240	240	9	54,7	
400	426	270	270	10	77,5	

Таблица 9.12. Переходные тройники
(по ГОСТ 17376-77)

Условные проходы, мм		Наружные диаметры, мм		L , мм	H , мм	Толщина стенки		Мас- са, кг	Материал
D_y	d_y	D_H	d_H			S_1	S_2		
50	40	57	45	50	45	3	2,5	0,7	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
65	50	76	57	65	65	3,5	3	1,6	
	40		45		60	3,5	2,5	1,5	
80	65	89	76	80	70	3,5	3,5	2,2	
	50		57		65	3,5	3	1,9	
100	80	108	89	100	90	4	4	3,2	
	65		76			4	3,5	3,1	
125	100	133	108	110	100	4	4	4,1	
	80		89		95	4	3,5	3,8	
150	125	159	133	130	120	4,5	4	6,2	
	100		108		115	4,5	4	6,0	
200	150	219	159	160	140	6	4,5	13,2	
	125		133			6	4	13,0	

Продолжение табл. 9.12

Условные проходы, мм		Наружные диаметры, мм		L , мм	H , мм	Толщина стенки		Мас- са, кг	Материал
D_y	d_y	D_H	d_H			S_1	S_2		
250	200	273	219	190	180	8	6	27,7	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
	150		159			8	4,5	23,1	
300	250	325	273	220	210	8	7	36,0	
	200		219		205	8	6	38,1	
350	300	377	325	240	230	9	8	54,2	
	250		273		225	9	8	56,5	
400	350	426	377	270	260	10	9	68,5	
	300		325		250	10	8	70,7	

Таблица 9.13. Переходы концентрические
и эксцентрические (по ГОСТ 17378-77)

Условные проходы		Наружные диаметры		L , мм	Толщина стенки		Масса, кг	Материал
D_y , мм	d_y , мм	D_H , мм	d_H , мм		S_1 , мм	S_2 , мм		
40	25	45	32	30	2,5	2	0,1	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
	20		25		2,5	1,6		
50	40	57	45	60	4	2,5	0,2	
	32		38		4	2		
	25		32	45	4	2		
	20		25		4	1,6		
65	50	76	57	70	3,5	3	0,4	
	40		45			2,5		
	32		38	55			0,3	

Продолжение табл. 9.13

Условные проходы		Наружные диаметры		L, мм	Толщина стенок		Масса, кг	Материал
D _y , мм	d _y , мм	D _н , мм	d _н , мм		S ₁ , мм	S ₂ , мм		
80	65 50 40	89	76 57 45	75	3,5	3,5 3 2,5	0,6	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
100	80 65 50	108	89 76 57	80	4	3,5 3	1,0 0,9	
125	100 80 65 50	133	108 89 76 57	100	5 4 5 4	4 3,5 3	1,7 1,5 1,6 1,0	
150	125 100 80 65 50	159	133 108 89 76 57	130 100	4,5	4 3,5 3	2,6 2,4 1,9	
200	150 125 100 80 65 50	219	159 133 108 89 76 57	140	6	4,5 4 3,5 3	5,3 4,2	
250	200 150 125 100	273	219 159 133 108	180 140	7 8	6 4,5 4	8,6 8,1 6,8	
300	250 200 150 125 100	325	273 219 133 108	180 140	8 10 8 10	8 4,5 5 4	12,2 14 11,4 11,2 13,1	

Продолжение табл. 9.13

Условные проходы		Наружные диаметры		L, мм	Толщина стенок		Масса, кг	Материал
D _y , мм	d _y , мм	D _н , мм	d _н , мм		S ₁ , мм	S ₂ , мм		
350	300 250 200 150	377	325 273 219 159	300	12	10 8 6	34 31,7 29,5 27,2	Сталь 20 по ГОСТ 1050-74*
400	350 300 250 200 150	426	377 325 273 219 159	350	12	12 10 8 6 8	45,5 42,7 40,2 37,7 43,5	

Таблица 9.14. Детали трубопроводов среднего и высокого давления

Наименование детали	Паропроводы на P _{раб} = 225 кгс/см ² , t = 545/545 °C	Трубопроводы энергоблоков 500, 800 МВт, ОС	Трубопроводы ТЭС Р _у 64-400 кгс/см ² , ОС	Трубопроводы ТЭС Р _{ном} = 100 кгс/см ² , t = 540 °C, ОС
Отводы: гнутые	НО 772-66	24.321.14	24.321.04	24.321.22-72
крутоизогнутые	—	—	24.321.05	24.321.23-72
	—	—	24.321.06	—
	—	—	24.321.07	—
Колена: литые	НО 792-66	—	—	—
штампованные	—	—	24.327.01	—
штампованные сварные	—	24.317.07	—	—
кованые	—	24.720.11	—	—
Переходы: точечные	НО 1075-66	—	24.450.02	24.450.11-72
обжатые	НО 774-66	21.318.18	24.318.06	24.318.20-72
кованоточечные	—	21.318.07	24.450.03	24.450.12-72
Тройники штампованные: равнопроходные	НО 778-66	—	24.720.12	24.104.32-72
переходные	НО 779-66	—	24.720.13	—
Тройники сварные: равнопроходные	НО 1076-66	24.104.19	24.104.15	24.104.29-72
	НО 1084-66	—	24.104.17	—
переходные	НО 1077-66	24.104.20	24.104.16	24.104.30-72
	—	24.104.21	—	24.104.31-72
	—	24.104.22	—	—

Продолжение табл. 9.14

Наименование детали	Трубопроводы на $P_{\text{раб}} = 225 \text{ кгс/см}^2$, $t = 545/545^\circ\text{C}$	Трубопроводы для энергоблоков 500, 800 МВт, ОСТ	Трубопроводы ТЭС $P_{\text{у}} 64-400 \text{ кгс/см}^2$, ОСТ	Трубопроводы ТЭС $P_{\text{ном}} = 100 \text{ кгс/см}^2$, $t = 540^\circ\text{C}$, ОСТ
Тройники литые, кованные: равнопроходные	НО 783-66	24.720.15 24.720.01	—	—
переходные	—	24.720.16	—	—
Тройники с вытянутой горловиной: равнопроходные	—	—	24.104.12 24.104.11 24.104.13	24.104.27-72 24.104.28-72
Соединения тройниковые	НО 1078-66	24.036.06	—	—
Ответвления	НО 777-66	24.038.06	24.038.03	24.038.10-72
Сварные соединения: с измерительным соплом с измерительной диафрагмой	НО 799-66 НО 1062-66	24.839.06 24.839.02	24.839.03 24.839.04	24.839.08-72
Штуцера	—	24.462.15 24.462.17 24.462.18	24.462.02 24.462.03	24.462.25-72
Бобышки	—	—	24.530.02	—
Кольца подкладные	—	24.382.24	24.540.04	—
Прокладки зубчатые	—	—	24.560.01	—

По Правилам Госгортехнадзора СССР для трубопроводов всех категорий допускается применение крутоизогнутых колен заводского изготовления методом горячей протяжки, штамповки или гибки, а для трубопроводов 3-й и 4-й категорий — отводов, сваренных из отдельных секторов из труб или листовой стали, материал которых должен соответствовать указанному в Правилах. Сварные отводы изготавливаются с внутренней подваркой сварных швов и со 100%-ным контролем швов неразрушающим методом. Разрешается применение штампосварных колен (отводов) и развилок с двумя продольными сварными швами при 100%-ном контроле сварных соединений ультразвуком или просвечиванием.

9.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

Трубопроводы пара и горячей воды заводами Минэнергомаши СССР изготавливаются по ОСТ 108.030.129-79 (табл. 9.15). Стандарт распространяется на изготовление деталей трубопроводных блоков, опор, подвесок и ручных дистанционных приводов к арматуре.

Блоки трубопроводов изготавливаются из труб наружным диаметром не менее 108 мм. Габариты блоков с учетом выступающих частей и элементов не должны превышать следующих размеров: для блоков, подвергающихся термообработке в заводских печах, и блоков из труб $D_n = 108$ и 133 мм: прямых — 8 м, плоскостных — $8 \times 2,6$ м, прямых и плоскостных с разворотом элементов — $8 \times 2,6 \times 1,1$ м; для блоков, подвергающихся местной термообработке и нетермообрабатываемых, кроме блоков из труб $D_n = 108$ и 133 мм: прямых — 11 м, плоскостных — $11 \times 2,6$ м, прямых и плоскостных с разворотом элементов — $11 \times 2,6 \times 1,1$ м.

Знаки маркировки и клейма ОТК должны наноситься ударным способом на глубину не более 0,3 мм, электрографическим способом или краской на наружной поверхности деталей.

Маркировка каждой детали должна содержать:

товарный знак предприятия-изготовителя;
номер заказа предприятия-изготовителя;
обозначение монтажного чертежа и номер позиции;
обозначение спецификации и номер позиции;

обозначение чертежа детали или стандарта; наружный диаметр и толщину стенки трубы для трубных деталей;

марку материала, обозначение стандарта или технических условий на материалы;

номер плавки;

номер трубы для трубных деталей, если это предусмотрено стандартом и техническими условиями на трубы.

На каждый трубопроводный блок кроме маркировки на составных частях блока наносится общая маркировка, которая содержит:

товарный знак завода-изготовителя;

номер заказа завода-изготовителя;

обозначение монтажного чертежа и номер позиции;

обозначение спецификации и номер позиции;

обозначение чертежа блока;

клейма сварщиков по инструкции завода-изготовителя.

Таблица 9.15. Допуски на изготовление деталей и блоков трубопроводов по ОСТ 108.030.129-79

Наименование	Допуск, мм	Наименование	Допуск, мм
Высота гофра на внутреннем обводе гнутых отводов:		Неперпендикулярность торцов блоков и деталей трубопроводов из электросварных труб:	
до $D_n = 133$ мм	3	$D_n = 480-630$ мм	≤ 5
$D_n = 159$ мм	4	$D_n > 630$ мм	≤ 7
$D_n = 219$ мм	5	Отклонение осевых линий концов отводов от проектного положения	$\leq 0,01$
$D_n = 325$ мм	6		длины прямого короткого участка
$D_n = 377$ мм	7		
$D_n = 426$ мм	8		
свыше $D_n = 426$ мм	9		
Отклонение радиуса отвода от номинального	$\leq \pm 5\% R$		

Продолжение табл. 9.15

Наименование	Допуск, мм	Наименование	Допуск, мм
Тройники штампованные с вытянутыми горловинами:		Разворот плоскостей двух соседних гибов, штуцеров:	до 1°
эксцентриситет оси горловины относительно оси корпуса при D [горловины]:		Отклонение по длине прямых труб с образцовыми концами под сварку при длине: до 500 мм	$\pm 2,5$ ± 10
до 200 мм	≤ 3	свыше 500 мм	$\leq 0,015$
свыше 200 мм]	≤ 5	Отклонение перпендикулярности штуцера сварного тройника	от высоты штуцера, но ≤ 3
Овальность прямых участков корпуса $2(D_{\max} - D_{\min}) / (D_{\max} + D_{\min})$	$\leq 0,04$	Несимметричность в поперечном сечении при D_n корпуса:	
Сварные соединения с измерительными соплами и диафрагмами:		≤ 465 мм	≤ 5
смещение оси отверстия сужающего устройства относительно оси патрубков:		> 465 мм	≤ 10
для $D_{20} \leq 200$ мм	$\leq 0,6$	Излом оси прямого участка блока от номинального расположения оси	$\leq 0,005$
D_{20} от 200 до 500 мм	1	Отклонение оси штуцера в любую сторону при высоте штуцера:	длины блока
D_{20} от 500 до 1000 мм	2	до 450 мм	≤ 3
$D_{20} > 1000$ мм	3	до 700 мм	≤ 4
Овальность штампованных и штампосварных колен	$\leq 0,035$	свыше 700 мм	≤ 5
Неперпендикулярность торцов блоков и деталей из бесшовных труб к оси:		Смещение осей штуцеров в плоскости перпендикулярной оси трубы при диаметре штуцера:	
для $D_n \leq 133$ мм	≤ 1	до 465 мм	≤ 5
D_n от 133 до 245 мм	≤ 2	более 465 мм	≤ 10
D_n от 245 до 325 мм	$\leq 2,5$	Расстояние между осями штуцеров или от оси крайнего штуцера до торца трубы	$\leq \pm 10$
D_n от 325 до 630 мм	≤ 3	Отклонение угла поворота сварных секторных отводов	$\leq \pm 30'$
D_n от 630 мм	≤ 5		

Сборка блоков трубопроводов производится по допускам: при наложении трубы с одним гибом на плаз отклонение осей от проектного положения и выход из плоскости не должны превышать 0,01 длины короткого прямого участка; допускаемые отклонения присоединительных и габаритных размеров по концам на длине 100 мм с учетом отклонения осей от проектного положения для размеров до 500 мм ± 5 мм, свыше 500 мм ± 10 мм;

при наложении трубы с двумя гибоми, лежащими в одной плоскости на плаз, отклонение осей концов от проектного положения не должно превышать 0,01 длины короткого прямого участка, допускаемый разворот плоскостей гибов — до 1°;

допускаемое отклонение присоединительных и габаритных размеров по концам трубы на длине 100 мм с учетом отклонения осей от проектного положения: на расстоянии между концами П-образного блока ± 15 мм $\pm 0,01$ длины короткого прямого участка, для остальных размеров ± 10 мм.

Для труб с двумя гибоми, плоскости которых развернуты по отношению друг к другу на 90°, отклонение оси на прямом участке между гибоми не более $\pm 0,01$ длины прямого участка, отклонение от перпендикулярности к плоскости плазирования конца короткого участка на длине 100 мм от торца не должно превышать 1°.

Арматура всех диаметров поставляется укомплектованной ответными фланцами с приваренными патрубками, прокладками, подкладными кольцами и крепежом.

Опоры, подвески, дистанционные ручные приводы к арматуре поставляются комплектно с блоками трубопроводов в отдельной упаковке.

Трубопроводы пара и горячей воды D_y 10—1400 мм на рабочее давление до 22 кгс/см² и температуру до 425°С изготавливаются заводами треста «Теплоэнергооборудование» по ТУ 34-42-1202-76 и поставляются транспортабельными блоками, под которыми понимается транспортная часть трубопровода, включающая прямые и гнутые трубы, фасонные части, бобышки для приборов КИП, фланцы и крепеж, соединенные в одно целое. В блок также включается стальная арматура, если это указано в рабочем чертеже блока.

Трубопроводы D_y до 80 мм поставляются россыпью в виде прямых участков, гнутых и фасонных деталей, арматуры и деталей соединительных узлов в соответствии со спецификацией чертежа.

Радиусгиба труб при изготовлении нормально изогнутых колен (отводов), компенсаторов и других гнутых элементов трубопроводов должен соответствовать ОСТ 34-42-485-80.

Допускается применение крутоизогнутых колен (отводов) с радиусомгиба не менее 1 D_n при условии, что они изготовлены на специализированном оборудовании методами горячей протяжки, штамповки или гибки.

Трубы для гнущих подбирают с плюсовым допуском по толщине стенки. На трубах не должно быть трещин, плев, закатов, глубоких рисков.

Гнутые труб с выжиманием складок на внутренней стороне колена допускается для трубопроводов 2, 3 и 4-й категорий.

Трубопроводы для химического покрытия резиной или лаками должны соответствовать ТУ 34-42-5314-78 и следующим требованиям:

максимальная длина прямых труб 2 м для гуммированных трубопроводов и 4 м для трубопроводов с лакопокрытием;

при изготовлении блоков трубопроводов из сварных труб сварной шов внутри трубы должен быть защищен заподлицо с трубой или иметь с ней плавный переход с радиусом скругления 5—15 мм;

места сопряжения зеркала фланцев и отбортованного воротника трубы с внутренней поверхностью трубы должны иметь плавный переход с радиусом 5—10 мм;

неперпендикулярность отбортованной плоскости к оси трубы не должна превышать следующих величин: при $D_y \leq 150$ мм 0,5 мм; при $D_y 200—300$ мм 0,6 мм, при $D_y 350—500$ мм 0,7 мм;

отклонения от номинальных размеров не должны превышать 2 мм для гуммированных трубопроводов $D_n 57—76$ мм, 3 мм для трубопроводов $D_n 89—630$ мм, 3 мм для трубопроводов с лапокрытием $D_n 57—159$ мм, 4 мм для трубопроводов $D_n 219—377$ мм, 5 мм для трубопроводов $D_n 426—630$ мм.

При отгрузке трубопроводов завод выдает заказчику комплектационную ведомость, свидетельство о качестве изготовления трубопровода и акты испытания арматуры.

9.6. АРМАТУРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТЭС

Арматура промышленная разделяется на следующие классы: трубопроводная общего назначения, трубопроводная для нефтеперерабатывающих установок, трубопроводная для энергетических паросиловых и атомных установок (табл. 9.16).

Арматура для энергетических паросиловых и атомных установок в основном изготавливается на заводах Министерства энергетического машиностроения.

Арматура трубопроводная промышленная общего назначения, используемая в энергетических установках и для оборудования к резервуарам мазута, изготавливается разными заводами Министерства химического и нефтяного машиностроения.

9.7. НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ТРУБОПРОВОДАМ АЭС

При производстве работ по монтажу трубопроводов АЭС используются нормативы и руководства:

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских реакторов и установок Госгортехнадзора СССР;

Основные положения по сварке и наплавке узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок, ОП 1513-72;

Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок, ПК 1514-72;

Методические указания по контролю механических свойств металла деталей трубопроводов ТЭС и АЭС из сталей 20 и 08X18H10T (12X18H10T) безобразцовым методом;

Инструкция по монтажу трубопроводов АЭС из коррозионностойкой стали аустенитного класса, ПТИ «Энергомонтажпроект»;

Основные требования.

На трубопроводах АЭС не допускается применение чугуновой арматуры. Радиусгиба гнутых отводов, компенсаторов и других элементов принимается не менее 3,5 номинального наружного диаметра трубы. Допускается применение крутоизогнутых колен с радиусом ги-

Таблица 9.16. Арматура водяная и паровая для паросиловых установок

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Арматура водяная ($p_p=380$ кгс/см ² , $t_p=280$ °C) и паровая ($p_p=255$ кгс/см ² , $t_p=565$ °C)					
Вентили запорные	50	840-50-0	50,5	841-40-0	51,1
Задвижки	100	880-100-113-01	207	881-100-113	500
	150	880-150-113	470	881-150-113	891
	200	880-200-113	882	881-200-113	2210
	250	880-250-113	1870	881-250-0-Э	4417
	300	880-300-ЭКЗА	2218	963-300-ГИ	2600
	325	880-325-ЭАХМ	4011	884-325-Э	3117
	350	880-350-ЭА	4301	—	—
400	880-400-ЭА	4391	—	—	
Клапаны регулирующие шибберные	100	870-100-Э ^М	271	675-100-ОВ	416
	150	870-150-Э ^М	342	—	—
	175	—	—	919-175-Э	560
	200	870-220-Э ^М	455	—	—
	250	914-250-Э	1448	993-250-Э ^д -01	1350
	300	992-300-Э ^д	1530	—	—
	350	870-350-0-9	2224	—	—
Вентили и клапаны дроссельные	100/150	—	—	993-100/150-Э	727
	150/250	—	—	950-150/250-Э-01	1578
	150/350	—	—	863-150/350-111-01	215
	250/450	—	—	863-150/450-111	337
Дроссельно-охлаждающие устройства для РОУ и БРОУ	350/450	—	—	863-350/450-ОП	270
	450/700	—	—	891-450/700-ОП	362
Клапаны обратные	100	912-100-0	76	—	—
	150	912-150-0	165	—	—
	200	912-200-0 ^б	1078	—	—
Арматура паровая ($p_p=22$ кгс/см ² , $t_p=230$ °C) и паровая ($p_p=140$ кгс/см ² , $t_p=570$ °C)					
Клапан обратный горизонтальный	250	912-250-0 ^б	1078	—	—
	300	912-300-0 ^б	1335	—	—
	325	912-325-0 ^б	1495	—	—
	350	912-350-0 ^б	1525	—	—
	400	912-400-0 ^б	4322	—	—
Клапаны обратные вертикальные поворотные защиты ПВД	250	T-4786с	1917	—	—
	300	T-4726с	1960	—	—
	350	T-4746с	3534	—	—
	400	T-4766с	3534	—	—

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Клапаны главные предохранительные	125	—	—	875-125-0	640
	200/250	—	—	1029-200/250-0	2252
Задвижки клиновые двухдисковые	100	880-100-M-02	19	883-100-M-01	194
	150	882-150-ПЗ	423	—	—
	175	883-175-ПЗ-01	—	883-175-ПЗ-01	736
	200	—	—	883-200-ПЗ	936
	225	882-225-ПЗ	926	—	—
	250	882-250-Э	988	883-250-ПЗ-01	2010
	300	882-300-ПЗ А	1509	883-300-Э	2681
Клапаны регулирующие шиберные	100	868-100-Э ^М -01	266	—	—
	175	976-175-Э ^А	558	—	—
	225	868-225-Э ^М -01	381	—	—
	250	276-250-Э ^А	1290	—	—
Вентили и клапаны дроссельные	100	—	—	811-100-Э	276
	175	—	—	811-175-Э	330
Дроссельно-охладительные устройства для РОУ и БРОУ	50/100	—	—	820-50/100-ОП	63
	100/250	—	—	981-100/250-ОП	147
	130/350	—	—	981-100/350-ОП	318
	100/600	—	—	820-100/600-ОП	374
	175/225	—	—	820-175/225-ОП	294
	175/350	—	—	981-175/350-ОП	315
	175/400	—	—	820-175/400-ОП	520
	175/450	—	—	820-175/450-ОП	672
	175/600	—	—	820-175/600-ОП	384
	175/800	—	—	981-175/800-ОП	496
	175/1000	—	—	820-175/1000-ОП	567
Клапаны обратные горизонтальные	100	935-100-0	76	—	—
	225	935-225-0 ^Б	816	—	—
	250	935-250-0 ^Б	826	—	—
Клапан главный предохранительный	175/95	—	—	392-175/95-0 ^П	446
Клапаны обратные вертикальные поворотные защиты ПВД	225	T-3626	1025	—	—
	225	T-3636с	678	—	—
	250	T-3646с	721	—	—
	250	T-3656м6с	686	—	—
	275	T-3666с	1251	—	—
	275	T-3676с	1184	—	—

Арматура водяная ($p_p=185 \text{ кгс/см}^2$, $t_p=215^\circ\text{C}$) и паровая ($p_p=100 \text{ кгс/см}^2$, $t_p=540^\circ\text{C}$)

Задвижки клиновые двухдисковые	100	—	—	889-100-M-01	194
	175	—	—	883-175-ПЗ-01	1736
	200	—	—	883-200-ПЗ	936
	250	—	—	883-250-ПЗ-01	2010
	300	—	—	883-300-ПЗ	2400

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Клапаны регулирующие дроссельные	100	—	—	808-100-Э	279
	150	—	—	808-150-Э	333
	175	—	—	977-175-Э	573
	225	—	—	808-225-Э	349
Дроссельно-охладительные устройства для РОУ и БРОУ	65/150	—	—	819-65/150-ОП	76
	100/250	—	—	890-100/250-ОП	177
	100/400	—	—	819-100/400-ОП	496
	100/600	—	—	819-100/600-ОП	378
	170/225	—	—	819-150/250-ОП	158
	150/350	—	—	819-150/350-ОП	352
	150/400	—	—	819-150/400-ОП	481
	150/450	—	—	980-150/450-ОП	514
	150/600	—	—	980-150/600-ОП	374
	150/800	—	—	819-150/800-ОП	454
	225/350	—	—	819-225/350-ОП	317
	225/400	—	—	819-225/400-ОП	462
Клапан обратный горизонтальный	100	—	—	935-100-ОМ	76
	150	935-150-0	165	935-150-ОМ	165
	175	935-175-0	240	—	—
Клапан главный предохранительный	130/150/175/95	—	—	B-275 392-175/95-Оп	378 416
Клапан защиты ПВД	200	T-3606с	480	—	—
	200	T-3616с	381	—	—
Арматура водяная и паровая на условное давление 100 кгс/см ² и температуру 450 °C					
Вентиль запорный	100	T-1096	121,6	T-1096	121,6
	150	T-1126	230	T-1126	230
Задвижка клиновая двухдисковая	100	T-1196с	214	—	—
	150	T-1156с	230	T-1156с	230
	200	2с-23-2	373	2с-23-2	373
	250	2с-23-3	472	2с-23-3	472
	300	2с-23-4	522	2с-231-4	522
Клапан регулирующий (для питьевой воды — поворотный, для пара — золотниковый)	100	6с-9-2	90	6с-9-2	90
	150	6с-9-3	127	6с-9-3	127
	200	6с-9-4	137	6с-9-4	137
	250	6с-9-5	211	6с-9-5	214
Клапан обратный	100	T-1186	84,5	T-1186	84,5
	150	T-1226с	121,8	T-1226с	121,8
	200	T-1236с	174,8	T-1236с	174,8
Клапан защиты ПВД	400	T-1616с	2110	—	—
	400	T-1626с	1665	—	—

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Арматура водяная и паровая на условное давление 100—64 кгс/см ²					
Задвижки клиновые двухдисковые	150	886-150-М	179	886-150-М	179
	200	2с-21-2	315	2с-21-2	315
	250	886-250-М	643	886-250-М	643
	300	2с-21-4	60	2с-21-4	460
	350	2с-21-5	568	2с-21-5	568
Вентиль и клапаны регулирующие	100	868-100-Э ^М -02	278	—	—
	150	6с-7-5	130	6с-7-5	130
	200	6с-8-2	137	6с-8-2	137
	250	6с-8-3	205	6с-8-3	205
	300	6с-8-4	208	6с-8-1	208
	400	14с-73-26	526	—	—
	600	13с-73-22	2210	13с-73-22	2210
Клапаны обратные: горизонтальные	100	T-186-2	84,5	T-186-2	84,5
	150	T-186-3	154	T-186-3	154
	200	T-186-4	179	—	—
вертикальные	100	4с-1-1	47,7	4с-1-1	47,7
	150	4с-1-2	126	4с-1-2	126
	200	4с-1-3	205	4с-1-3	205
	250	4с-1-4	317	—	—
Клапан главный предохранительный	250/400	—	—	694-250/400-0 ^б	717
Арматура водяная и паровая на давление до 40 кгс/см ²					
Задвижка стальная клиновая двухдисковая на давление 40 кгс/см ² и температуру 545 °С	150	—	—	881-150-Э	437
	250	—	—	887-250-Э	725
	350	—	—	850-350-113	1120
	400	—	—	850-400-113	1800
	450	—	—	850-150-Э	1939
Клапан регулирующий на давление 25 кгс/см ² и температуру 400 °С	100	6с-7-2	85	6с-7-2	85
	150	6с-7-4	130	6с-7-4	130
	200	6с-7-6	176	6с-7-6	176
	250	6с-6-4	203	6с-6-7	203
	300	14с-73-20	548	—	—
	350	14с-73-23	615	—	—
	400	14с-73-25	528	—	—
	500	14с-76-65	511	—	—
Дроссельные клапаны и дроссельно-охлаждающие устройства для РОУ и БРОУ	350	—	—	533-350-Э	1028
	250/250	—	—	827-250/250-ОП	121
	250/350	—	—	827-250/350-ОП	365
	350/350	—	—	827-350/350-ОП	220
	400/400	—	—	827-400/400-ОП	250
	450/450	—	—	827-450/450-ОП	358

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Регулятор уров- ня на давление 25 кгс/см ² и температуру 300° С	100	T-21-2	224	—	—
	150	11с-3	194	—	—
Клапаны импуль- сные и предо- хранительные на параметры: 40 кгс/см ² , 450 °С 450 кгс/см ² , 545 °С 25 кгс/см ² , 450 °С 10 кгс/см ² , 420 °С 4,5 кгс/см ² , 450 °С	150	—	—	7с-2-1	140
	200	—	—	7с-2-2	200
	250/400	—	—	694-250/400-0 ^б	717
	250	—	—	7с-2-3	306
	300	—	—	7с-5-1	384
	400/600	—	—	788-400/600-0-03	1183
Конденсатоотвод- чик на парамет- ры 10 кгс/см ² , 200 °С	150/125	КГ-150/125	272	—	—
Арматура водяная и паровая на давление до 40 кгс/см² общего назначения					
Вентиль стальной запорный флан- цевый на пара- метры: 16 кгс/см ² , 420 °С 40 кгс/см ² , 425 °С	100	15с58нж23	46,9	15с58нж23	46,9
	150	15с22нж	195	15с22нж	195
	200	—	253	—	253
	200	15с146р	39,7 60 87 142	15с146р	39,7 60 87 142
Задвижка сталь- ная клиновая фланцевая на давление 25 кгс/см ² , 300 °С	200	30с964нж	280	30с964нж	280
	250	30с65нж1	102	30с65нж1	102
	400	30с572нж	608	30с572нж	608
	300	30с564нж1	434	30с564нж1	434
	500	30с527нж	1322	30с527нж	1322
	600	30с927нж	2185	30с927нж	2185
	800	30с964нж1Б	3958	30с964нж1Б	3958
	1000	30с964нж2	4480	30с964нж2	4480

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Клапан обратный поворотный чугунный на параметры 16 кгс/см ² , 225 °С	100	19ч166р	40,8	19ч166р	40,8
	150		72		72
Арматура низкого давления до 10 кгс/см ²					
Задвижка чугунная параллельная на параметры 10 кгс/см ² , 120 °С	500	30ч156р	870		
	600	30ч5156р	1180	—	—
	800	30ч5156р	2831		
	1200	30ч9156р	7810		
Задвижка стальная клиновая сварная фланцевая: диаметрами 400—1400 мм, на давление 6 кгс/см ² и температуру 200 °С	150		63		63
	200		107		103
	250	30с12нж	118	30с12нж	118
	300		168		168
диаметрами 150—300 мм, на давление 10 кгс/см ² и температуру 300 °С	400	30с46нж	248	30с46нж	248
	500		375		375
	600	30с14нж1	535	30с14нж1	535
	800		995		995
Задвижка чугунная клиновая на параметры: 2,5 кгс/см ² , 100 °С	500	30ч256рМ	563		—
	600		765		—
	800		1720		—
	1000		2680		—
2,5 кгс/см ² , 120 °С	1200	30ч9256рМ	4359		5035
	1400		4035		
	1600	30ч9256рМ	6615	30ч9256рМ	6615
	1800		12 580		12580
Задвижка стальная клиновая фланцевая на давление 2,5 кгс/см ² и температуру 200 °С	800	30с514нж1	995	30с514нж1	995
	1000		1080		1084
То же на давление 16 кгс/см ²	1200	—	1979	—	1979
	1400		2264		2264
То же на давление 6 кгс/см ² и температуру 250 °С	1600	—	—	419.000	12 700

Продолжение табл. 9.16

Наименование изделия	Условный проход, мм	Рабочая среда			
		вода		пар	
		шифр	масса, кг	шифр	масса, кг
Клапан обратный поворотный чугунный на параметры 10 кгс/см ² , 120 °С	800	19ч19р	784	19ч19р	784
	1000		1133		1133
Задвижка чугунная параллельная на параметры 10 кгс/см ² , 225 °С	100		39,5		39,3
	125		58,7		58,7
	150	30ч66р	73,7	30ч66р	73,5
	200		125		125
	250		167,8		167,8
	300		242,5		242,5
	350		323		323
	400		434,7		434,7

ба не менее наружного диаметра трубы при условии изготовления их на специализированном оборудовании методом горячей протяжки, штамповки или гибки. Применение секторных отводов, сварных переходов и тройников допускается для трубопроводов второго контура атомных электростанций при давлении до 39 кгс/см².

Каждый участок трубопровода между неподвижными опорами рассчитывается на компенсацию тепловых удлинений, осуществляемую самокомпенсацией или установкой компенсаторов, изготовленных из труб того же назначения и качества, что и на прямых участках, штампованных, штампованных или гнутых отводов или линзовых компенсаторов на давление до 16 кгс/см² и температуру до 100° С.

На трубопроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой среды 300° С и выше устанавливаются указатели перемещений для контроля за расширением трубопровода и наблюдения за работой опор. На штуцерах для отвода воздуха из первого контура устанавливаются два вентиля — дроссельный и запорный. Участки паропроводов, которые могут быть отключены запорными органами, для прогрева и продувки снабжаются в концевых точках штуцером с вентилем, а при давлении свыше 22 кгс/см² и на паропроводах, входящих в первый контур, независимо от давления — штуцером и двумя последовательно расположенными вентилями — запорным и дроссельным.

Для горизонтальных участков трубопроводов устанавливается уклон не менее 0,004 в сторону организованного дренажа.

Сварные швы обечеек труб смещаются по отношению друг к другу на величину не менее трехкратной толщины наиболее толстого стыкуемого элемента, но не менее чем на 100 мм (при трубе с наружным диаметром более 100 мм).

Сварные соединения располагаются не ближе 2000 мм от края опоры.

Расположение поперечных сварных швов на гнутых участках труб не допускается.

Штампосварные колена, тройники и развилки с продольными швами могут применяться при условии проведения 100%-ного контроля сварных соединений ультразвуком или просвечиванием.

Расстояние от началагиба трубы до оси поперечного сварного шва должно составлять: для труб с D_n до 100 мм — не менее $1 D_n$ трубы; для труб с $D_n > 100$ мм — не менее 100 мм.

Расстояние от наружной поверхности штуцера до началагиба трубы или оси поперечного сварного стыка: для труб D_n до 100 мм — не менее D_n трубы, но не менее 50 мм; для труб D_n более 100 мм — не менее 100 мм.

Если поперечные сварные стыки подлежат ультразвуковой дефектоскопии, длина свободного участка трубы в каждую сторону от оси шва до ближайшего сварного стыка или до началагиба равна:

Номинальная толщина стенки трубы	До 15 мм	От 15 до 30	От 30 до 36	Более 36 мм
Длина свободного участка, мм, не менее	100	5S + 25	175	4S + 130

При толщине стенки трубы свыше 36 мм по согласованию с соответствующей материаловедческой организацией допускается уменьшение длины свободного участка, но не менее чем до 175 мм.

Вварка штуцеров и других деталей в сварные швы труб и в местахгибов не допускается.

При установке крутоизогнутых, штампосварных, штамповальных и кованых колен допускается расположение сварных стыков у началагиба.

Расстояние между осями соседних поперечных стыков, не подлежащих ультразвуковой дефектоскопии или термообработке, принимается не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб. Для поперечных стыков, подлежащих местной термической обработке, длина свободного участка трубы в каждую сторону от оси шва определяется по формуле

$$l = 1,5 \sqrt{(D_n - S_n) S_n},$$

но не менее 100 мм, где D_n — номинальный наружный диаметр трубы, мм; S_n — номинальная толщина стенки трубы, мм.

Применение труб с продольным или спиральным швом разрешается при поставке их по техническим условиям, согласованным с Госгортехнадзором СССР, и с контролем качества сварного соединения на заводе-поставщике в соответствии с требованиями ПК 1514-72.

Допускается применение других видов труб, поставляемых по специальным техническим условиям, согласованным с Госгортехнадзором СССР.

Крепежные детали для соединения фланцев из аустенитной стали изготавливаются из сталей того же класса, что и фланцы. Допускается применение крепежных деталей из материалов различных структурных классов при температуре среды не более 50°С и в других случаях, когда работоспособность соединения подтверждена расчетом или экспериментальными исследованиями.

Гайки и шпильки (болты) должны иметь различную твердость, причем соотношение твердости металла гаек и шпилек устанавливается проектной организацией.

Гибы труб первого контура с наружным диаметром свыше 50 мм, а также главного паропровода подлежат 100%-ному контролю на овальность, гибы остальных трубопроводов — выборочному контролю в объеме не менее 10% гибов одного размера.

При изготовлении труб из углеродистой стали вальцеванием из листа производится термообработка, если толщина листа равна или более 5% внутреннего радиуса обечайки. Если вальцевание производилось с нагревом и температура металла при окончании вальцевания была не ниже 700°С, дополнительная термообработка не обязательна.

Отдельные узлы трубопроводов подвергаются на заводе-изготовителе гидравлическому испытанию, которое разрешается не производить, если завод осуществляет гидравлическое испытание поставляемых укрупненных узлов или проводит 100%-ный контроль сварных соединений ультразвуком, просвечиванием или иным неразрушающим методом, при этом детали и блоки трубопроводов I контура, не подвергавшиеся на заводе гидравлическому испытанию, дополнительно контролируются магнитно-порошковой, цветной или люминесцентной дефектоскопией в объеме, устанавливаемом проектной организацией, ультразвуком или просвечиванием в зонах повышенной концентрации напряжений и в зонах, подвергшихся значительной деформации при изготовлении.

Узлы и блоки трубопроводов II контура, не прошедшие гидравлического испытания на заводе-изготовителе, подвергаются дополнительному контролю в объеме, устанавливаемом проектной организацией.

Трубопроводы выдерживаются под пробным давлением не менее 10 мин, после чего давление снижается до величины, равной 4/5 давления гидротиспытания, и производится осмотр. В течение осмотра давление поддерживается постоянным.

Пробное давление определяется по формуле

$$p_p = 1,25 \frac{(\sigma_n)^{t_p}}{(\sigma_n)^{t_p}} p,$$

где p — рабочее давление, кгс/см²; $(\sigma_n)^{t_p}$ — допускаемое напряжение при температуре гидротиспытания, кгс/мм²; $(\sigma_n)^{t_p}$ — допускаемое напряжение при расчетной температуре, кгс/мм².

Согласно директивному указанию № ТМ-91 от 09.12.74 Минэнерго СССР монтажные организации и заводы-изготовители трубопроводов АЭС проводят однократное гидравлическое испытание отдельных элементов и собранных блоков трубопроводов, работающих с давлением не выше 22 кгс/см² и температурой не выше 300°С, изготовляемых заводами и монтажными организациями.

Участки трубопроводов, не доступные для осмотра после монтажа (проходы через стены биологической защиты, через перекрытия и т. п.), а также входящие в состав трубопроводов, но требующие испытания при повышенных давлениях, испытываются отдельно перед их монтажом.

При рабочем давлении менее 5 кгс/см² давление гидротиспытания должно быть 1,5 p , но не менее 2 кгс/см². При рабочем давлении 5 кгс/см² и более величина давления гидротиспытания принимается не менее определенной по вышеприведенной формуле, но не менее $p + 3$ кгс/см².

Трубопроводы, на которые распространяются Правила Госгортехнадзора по АЭС, до пуска в работу регистрируются в органах Госгортехнадзора СССР, за исключением трубопроводов I контура с наружным диаметром менее 57 мм и трубопроводов II контура с наружным диаметром менее 89 мм.

Для регистрации представляют паспорт установленной формы, исполнительную схему трубопровода, свидетельство о качестве изготовления и монтажа и акт приемки трубопровода в эксплуатацию.

9.8. СОРТАМЕНТ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБ И ФАСОННЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Трубы из углеродистых сталей для трубопроводов высокого и среднего давления для АЭС выбираются по ОСТ 24.320.22-74 (табл. 9.17), а из нержавеющей сталей — по ОСТ 24.320.23-74 (табл. 9.18).

Трубы для АЭС при $p_{\text{ном}} \leq 22$ кгс/см² из нержавеющей и углеродистой стали выбираются по ОСТ 34.42.416-78 (табл. 9.19).

Детали из углеродистой стали для трубопроводов высокого и среднего давления выбираются по ОСТ 24.03.23-74 (табл. 9.20).

Детали трубопроводов высокого и среднего давления из углеродистой стали изготавливаются по ОСТ 108.030.124-77 «Общие технические условия», из нержавеющей стали — по ОСТ 108.030.123-77.

Детали трубопроводов высокого и среднего давления при $p_{\text{аб}} \leq 22$ кгс/см² из углеродистой стали и при $p_{\text{аб}} \leq 40$ кгс/см² из нержавеющей стали выбираются по табл. 9.21.

Детали и блоки трубопроводов из углеродистых сталей на $p_{\text{аб}} \leq 22$ кгс/см² изготавливаются заводами КВОНТ треста «Теплоэнергооборудованис» по ТУ 34-42-387-78, а для коррозионностойкой стали — по ТУ 34-42-388-78.

Конструкция, размеры и технические требования на углеродистые штампованные переходы, тройники и крутоизогнутые отводы, изготавливаемые по ТУ 34-43-387-78, должны соответствовать требованиям ГОСТ 17374-77 — ГОСТ 17380-77 с дополнительным требованием: бесшовные детали подвергаются гидравлическим испытаниям по инструкции предприятия-изготовителя в объеме 1% от партии в 400 шт., но не менее одной детали или при условии проведения сплошного контроля ультразвуком или просвечиванием всех сварных соединений, а также других проверок этих сварных соединений, предусмотренных ПК 1514-72.

Конструкция, размеры и технические требования для деталей из коррозионно-стойкой стали должны соответствовать ОСТ 34-42-416-78 — ОСТ 34-42-428-78, ОСТ 34-42-431-78 — ОСТ 34-42-434-78, ОСТ 34-42-438-78 — ОСТ 34-42-440-78, ОСТ 34-42-508 80 — ОСТ 34-42-513-80.

9.9. АРМАТУРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ АЭС

Арматура трубопроводов для АЭС с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 (табл. 9.22) изготавливается заводами Министерства химического и нефтяного машиностроения СССР и Чеховским заводом Министерства энергетического машиностроения СССР.

Кроме общепринятого разделения по характеру работы (запорная, регулирующая, контрольная, конденсатоотводчики) арматура на АЭС различается: по назначению, свойствам и параметрам среды и периодичности действия; для трубопроводов главного циркуляционного контура, активной пульпы, питательных и конденсатных, острого и отборного пара, дренажных; степени радиоактивности и давления протекающей среды; для непрерывной работы или включения и отключения.

Для изготовления арматуры главного циркуляционного контура применяют в основном аустенитные стали, обладающие высокой кор-

Таблица 9.17. Сортамент бесшовных труб из углеродистой стали для трубопроводов высокого и среднего давления АЭС (по ОСТ 24.320.22-74)

D_y , мм	$p_{\text{ном}} = 120$ кгс/см ² , $t = 250^\circ\text{C}$; $p_{\text{ном}} = 86$ кгс/см ² , $t = 300^\circ\text{C}$		$p_{\text{ном}} = 60$ кгс/см ² , $t = 275^\circ\text{C}$	
	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг
Сталь 20 ТУ 14-3-460-75				
10	16×2	0,69	—	—
20	28×3	1,85	—	—
25	32×3	2,15	—	—
32	38×3	2,59	Сталь 20 ТУ 14-3-460-75	
50	57×3,5	4,72		
65	—	—		
80	89×6	12,56		
100	108×6	15,45		
125	133×8	26,38	76×3,5	6,41
150	159×9	35,63	89×4	8,58
200	219×13	70,66	108×4,5	11,76
250	273×16	108,50	133×5	16,92
300	325×19	153,41	159×7	28,11
350	—	—	219×9	49,94
400	426×24	254,62	273×10	69,52
450	—	—	325×13	107,19
Сталь 16ГС ГОСТ 19282-75				
500	530×28	354,63	377×13	126,5
600	630×25*	375,00	426×14	154,22
			465×16	192,06
			—	—
			—	—

Примечания: 1. Для изготовления трубопроводов на $p_{\text{ном}} = 60$ кгс/см², $t = 275^\circ\text{C}$ трубы $D_y = 10 \div 50$ мм выбираются по сортаменту труб $p_{\text{ном}} = 120$ кгс/см², $t = 20^\circ\text{C}$. 2. Трубы, помеченные значком *, только для $p_{\text{ном}} = 86$ кгс/см², $t = 300^\circ\text{C}$.

Таблица 9.18. Сортамент бесшовных труб из нержавеющей стали 08Х18Н10Т без электрохимполировки для трубопроводов высокого и среднего давления АЭС (по ОСТ 24.320.23-74)

D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Параметры среды		D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Параметры среды	
			$p_{\text{ном}}'$, кгс/см ²	t , °C				$p_{\text{ном}}'$, кгс/см ²	t , °C
10	14×2	0,60	180	360	175	219×16	80,57	140	350
15	18×2,5	0,96	180	360		219×20	98,7	180	360
20	25×3	1,64	180	360	200	220×7	37,0	40	200

Продолжение табл. 9.18

D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Параметры среды		D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса 1 м, кг	Параметры среды	
			$\rho_{ном}$, кгс/см ²	t , °C				$\rho_{ном}$, кгс/см ²	t , °C
25	32×3,5	2,47	180	360	225	219×11	56,75	93	290
32	38×3,5	2,97	180	360		245×18	101,36	140	350
50	57×4	5,26	93	290		245×12	69,35	93	290
65	57×5,5	7,02	180	360		273×20*	125,52	140	350
80	76×4,5	7,98	93	290	250	273×25*	153,8	180	360
	76×7	11,98	180	360		273×8**	52,6	40	200
90	89×5	10,42	93	290		273×14	89,94	93	290
	89×8	16,07	180	360		325×24*	179,2	140	350
100	108×8	19,85	140	350	300	325×9**	70,55	40	200
	108×10	24,3	180	360		325×16*	122,64	93	290
125	133×5	12,77	40	200		377×28*	242,4	140	350
	133×6	15,2	93	290		377×36*	304,5	180	360
150	159×6	22,77	40	200	500	377×12*	108,65	40	200
	159×8	30,0	93	290		426×40*	383,0	180	360
125	133×7	21,9	93	290		426×13*	133,2	40	200
	159×12	43,75	140	350		530×16*	204,0	40	200
150	159×15	53,6	180	360	500				
	159×6	22,77	40	200					
			40	450					
			93	290					

Примечания: 1. Трубы поставляются по ТУ 14-3-197-73.
 2. Трубы, обозначенные*, применять после освоения.
 3. До освоения производства труб, обозначенных**, разрешается применять трубы 273×11 и 325×12.
 4. Для изготовления трубопроводов трубы D_y 10—80 мм на параметры среды $\rho_{ном} = 93$ кгс/см², $t = 290^\circ\text{C}$ и $\rho_y = 40$ кгс/см², $t = 200^\circ\text{C}$ выбираются на параметры $\rho_{ном} = 180$ кгс/см², $t = 360^\circ\text{C}$. Трубы $D_y = 50—80$ мм на параметры среды $\rho_{ном} = 40$ кгс/см², $t = 200^\circ\text{C}$ выбираются по сортаменту труб на параметры среды $\rho_{ном} = 93$ кгс/см², $t = 290^\circ\text{C}$.

Таблица 9.19. Сортамент труб из нержавеющей стали для трубопроводов АЭС $\rho_{раб} \leq 22$ кгс/см² и $t \leq 300^\circ\text{C}$ (по ОСТ 34-42-416-78)

Бесшовные трубы			Электросварные трубы			Примечания
D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса, кг	D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса, кг	
10	14×2 ¹	0,6	350	377×6	55,25	1. Материал труб сталь 08X18H10T по ГОСТ 5632-72 **
15	18×2,5 ¹	0,96	400	426×8	83,0	
20	25×3 ¹	1,64	500	530×8	103,65	
25	32×2,5 ¹	1,83	600	630×8	123,5	
32	38×3 ¹	2,6		630×12	184,06	2. Трубы, отмеченные знаком ¹ , поставляют-

Продолжение табл. 9.19

Бесшовные трубы			Электросварные трубы			Примечания
D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса, кг	D_y , мм	$D_H \times S$, мм	Масса, кг	
50	57×3 ¹	4,02	700	720×10	176,20	3. Бесшовные трубы для трубопроводов, на которые распространяются «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования АЭС...», должны поставляться по ТУ 14-3-197-73
65	76×4,5 ²	7,98	800	820×10	201,0	
80	89×5 ²	10,42	900	920×10	225,90	
100	108×5 ²	12,78	1000	1020×10	250,7	
125	133×6 ²	18,90	1200	1220×10	300,3	4. Электросварные трубы поставляются по ТУ 95.349-75
150	159×6 ²	22,78				
200	220×7 ¹	37,0				
200	219×11 ²	56,79				
250	273×11 ²	71,50				
300	325×12 ²	90,20				

Трубы из углеродистой стали $\rho_{раб} \leq 22$ кгс/см²

10	14×2 ¹	0,59	500	530×8	104,5	1. Трубы, обозначенные знаком *, — для изготовления тройников. остальные — для прямых и гнутых участков и отводов
15	18×2 ¹	0,74	600	630×8	124,5	
20	25×2 ¹	1,13	700	720×8	142,6	
25	32×2 ¹	1,48	800	820×9	182,7	
32	38×2 ¹	1,78	900	920×10	227,9	2. Трубы, обозначенные ¹ , поставляются по ГОСТ 8734-75 и ГОСТ 8733-74 из катаной заготовки, сталь 20, группа В ГОСТ 1050-74
50	52×3 ²	4,00	1000	1020×10	252,8	
65	76×3 ²	5,4	1200	1220×11	332,9	
80	89×3,5 ²	7,38	1400	1420×14	492,7	
100	108×4 ²	10,26	1600	1620×14	564,0	3. Трубы, обозначенные ² , поставляются по ГОСТ 8734-75, ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8731-74 * из катаной заготовки, сталь 20, группа В ГОСТ 1050-74
125	133×4 ²	12,75				
150	159×4,5 ³	17,15				
	159×5 ³	18,99				
200	219×7 ³	26,24				4. Трубы, обозначенные ³ , поставляются по ГОСТ 8732-78, ГОСТ 8731-74 * из катаной заготовки, сталь 20, группа В ГОСТ 1050-74
	219×9 ³	46,61				
250	273×8 ²	52,28				
	273×11 ³	71,07				
300	325×8 ³	62,54				
	325×13 ³	100,03				
350	377×9 ³	81,68				
	377×13 ³	117,00				

Бесшовные трубы			Электросварные трубы			Примечания
D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Масса, кг	D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Масса, кг	
400	426 × 9 ^а 426 × 14 ^{а*}	92,55 142,25				5. Трубы, обозначенные ^а , изготавливаются по ТУ 14-3-460-75, сталь 20 ГОСТ 1050-74 6. Спиральношовные трубы изготавливаются по ТУ 14-3-266-74, сталь 20, причем трубы $D_y=500-1200$ мм из рулонной стали — по ТУ 14-1-1235-75, трубы $D_y=1400, 1600$ из листа — по ТУ 14-1-1792-75.

Таблица 9.20. Детали и элементы из углеродистой стали трубопроводов высокого и среднего давления АЭС (по ОСТ 24.03.23-74)

Наименование деталей, номер ОСТ	D_y , мм	Параметры среды		Материал, ТУ или ГОСТ
		давление, кгс/см ²	температура, °С	
Отводы гнутые, ОСТ 24.321.26-74	От 10 до 500 600	120 и 86 86	250 и 300 300	Для $D_n \leq 465$ мм трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75; для $D_n=530$ мм трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75; для $D_n=630$ мм трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
	От 10 до 50 От 350 до 450	$p_y \leq 40$ -с	200	
	От 10 до 350	60 $p_y \leq 64$ -с	275	
Отводы гнутые, ОСТ 24.321.27-74	100, 125 150	60 $p_y \leq 64$ -с	275	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
	От 100 до 400	$p_y \leq 40$ -с	275	
Отводы крутоизогнутые, ОСТ 24.321.28-74	От 200 до 500	120 86	250 300	Для $D_n \leq 465$ мм трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75;
	От 200 до 450	60	275	

Наименование деталей, - номер ОСТ	D_y , мм	Параметры среды		Материал, ТУ или ГОСТ
		давление, кгс/см ²	температура, °С	
Отводы крутоизогнутые ОСТ 24.321.28-74	От 200 до 450	$p_y \leq 64$ -с	275	для $D_n=530$ мм трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
Колена штампованные, ОСТ 24.327.03-74	200, 250 300	120 86	250 300	Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
Переходы точеные, ОСТ 24.450.14-75	От 20 × 10 до 50 × 32	120 86 60 $p_y \leq 64$ -с	250 300 275	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *
Переходы обжатые, ОСТ 24.318.22-74	От 80 × 50 до 400 × 300	120 86	250 300	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
	От 125 × 80 до 500 × 400			Сталь 15ГС, ТУ 14-3-460-75
	От 65 × 50 до 450 × 400	60 $p_y \leq 64$ -с	275	Сталь 20, ТУ 14-3-460-75
Ответвления, ОСТ 24.038.14-75	От 10 до 500	120 86	250 300	
	600	86	300	
	От 10 до 450	60	275	
	От 10 до 450	40 32	200 300	
Штуцера, ОСТ 24.462.27-74	От 10 до 32	120 86 60 $p_y \leq 64$ -с	250 300 275	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *
Штуцера, ОСТ 24.462.28-74	От 50 до 150	120 86	250 300	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *
	От 65 до 100	60 $p_y \leq 64$ -с	275	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *
	125, 150			Сталь 15ГС, ТУ 14-3-460-75

Продолжение табл. 9.20

Наименование деталей, номер ОСТ	D_y , мм	Параметры среды		Материал, ТУ или ГОСТ
		давление, кгс/см ²	темпе- ратура, °С	
Тройники равнопро- ходные штампован- ные, ОСТ 24.720.22-74	От 10 до 50	120 60	250 275	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *
	65	$p_y \leq 64$ -с 60	200 275	
Тройники равнопро- ходные с обжатием, ОСТ 24.104.35-74	80	120	250	Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
	80, 100	60 40 32	275 200 300	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
Тройники равнопро- ходные штампован- ные с обжатием, ОСТ 24.104.36-74	100	120 86	250 300	Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
	400	110 60	250 275	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
Тройники равнопро- ходные штампован- ные, ОСТ 24.104.37-74	От 125 до 300	120 86 60	250 300 275	Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
	350			Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
	450	60	275	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
	400	40 32	200 300	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75

Продолжение табл. 9.20

Наименование деталей, номер ОСТ	D_y , мм	Параметры среды		Материал, ТУ или ГОСТ
		давление, кгс/см ²	темпе- ратура, °С	
Тройники равнопро- ходные кованные, ОСТ 24.104.38-74	400			Трубы из стали 20, ГОСТ 1050-74 *
	500	120	250	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
	600	86	300	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
Тройники переходные штампованные, ОСТ 24.720.23-74	От 20×10 до 50×32	120 86 60	250 300 275	Трубы из стали 20, ГОСТ 1050-74 *
Тройники переходные с обжатием, ОСТ 24.104-39-74	100×80	120	250	Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75
Тройники переходные с вытянутой горло- виной, ОСТ 24.104.40-74	125×80	120 86	250 300	
	100×80, От 150×65 до 450×300 125×65, 80, 100	60	275	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
	400×300, 450×350, 400	40 32	200 300	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
Тройники переходные штампованные с вы- тянутой горлови- ной, ОСТ 24.104.41-74	125×100, 200×150, 250×150			Трубы из стали 15ГС ТУ 14-3-460-75
	400×300	120	250	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73

Продолжение табл. 9.20

Наименование деталей, номер ОСТ	D_y , мм	Параметры среды		Материал, ТУ или ГОСТ
		давление, кгс/см ²	темпе- ратура, °С	
Тройники переходные штампованные с вытянутой горлови- ной, ОСТ 24.104.41-74	400×350, 300 450×350, 400	60 $p_y \leq 64$ -с	275	Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
	450×350	40 32	200 300	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
Тройники переходные кованные, ОСТ 24.104.42-74	500×300, 400 600×400, 500	120 86	250 300	Сталь 16ГС, ГОСТ 19282-73
Тройники с перехо- дами, ОСТ 24.720.24-74	От 150×100 до 400×250, 300	120 86 60	250 300 275	То же
Соединения тройни- ковые, ОСТ 24.313.10-74	От 100×50 до 600×150 600×50, 150	120 86 86	250 300 300	Для $D_y=100$ — 450 мм Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75; для $D_y=500$ мм Трубы из стали 15ГС, ТУ 14-3-460-75; для $D_y=600$ мм Трубы из стали 16ГС, ГОСТ 19282-73
	От 100×50 до 450×150	60 $p_y \leq 64$ -с	270	
Ответвления тройни- ковые переходные с вытянутой горлови- ной, ОСТ 24.311.01-74	От 125×65 до 450×250 От 300×250 до 450×250	40 $p_y \leq 40$ -с $p_y \leq 25$ -с	200	Трубы из стали 20, ТУ 14-3-460-75
Соединения сварные с измерительными ди- афрагмами, ОСТ 24.839.09-74	От 50 до 500 От 65 до 450	120 86 60	250 300 275	—
Соединение сварное с измерительной ди- афрагмой, ОСТ 24.839.10-74	600	86	300	—
Донышки приварные, ОСТ 24.504.11-74	От 50 до 400 От 65 до 450	120 60	250 275	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 *

Таблица 9.21. Детали и элементы трубопроводов для АЭС

Наименование	D_y , мм	Нормаль, чертеж	Технические условия
$p_{раб} \leq 22$ кгс/см ² , углеродистая сталь			
Отводы гнутые в холодном состо- янии	От 10 до 80	Л8-14.000	ТУ 34-42-387-78
Отводы крутоизог- нутые с нагре- вом ТВЧ	От 80 до 400	Л8-15.000	
Отводы круго- изогнутые	От 50 до 500	Л8-13.000	
Отводы сварные	От 100 до 200 От 250 до 1600 От 500 до 1200 600 600	Л8-17.000 Т291.00.00.000 Л8-85.000 Л8-29.000 Т226.00.00.000	
Переходы бесшов- ные	От 40×25 до 400×350	Л8-16.000	ГОСТ 17380-77
Переходы точечные	От 15×10 до 32×25	Л8-3.000	
Переходы свар- ные листовые эксцентрические	От 500×250 до 1600×1400	Л8-11.000	
Переходы сварные листовые кон- центрические	От 500×250 до 1600×1400	Л8-12.000	
Ответвления тру- бопроводов	От 10 до 1400	Т317.00.00.000	ТУ 34-42-387-78
Тройники сверле- ные равнопро- ходные	От 10 до 65	Т224.00.00.000	
Тройники сверле- ные переходные	От 15×10 до 65×50	Т225.00.00.000	
Тройники сварные равнопроходные	От 80 до 1400	Т312.00.00.000	

Продолжение табл. 9.21

Наименование	D_y , мм	Нормаль, чертеж	Технические условия
Тройники сварные равнопроходные с накладкой	От 80 до 1400	T313.00.00.000	ТУ 34-42-387-78
Тройники сварные переходные	От 100×20 до 1600×1200	T314.00.00.000	
Тройники сварные переходные с накладкой	От 80×20 до 1600×1400	T315.00.00.000	
Фланцы плоские приварные	—	ГОСТ 1255-67 *	—
Заглушки плоские приварные с ребрами	От 500 до 1600	T294.00.00.000	ТУ 34-42-387-78
Соединения сварные с измерительной диафрагмой	От 50 до 100, 200, 350 От 250 до 400, 500, 600	T251.00.00.000 T256.00.00.000 Л8-89.000 T250.00.00.000 Л8-20.000 Л8-39.000	ГОСТ 14321-73
Опоры и подвески	—	ОСТ 34-42-365-77— ОСТ 34-42-369-77, ОСТ 34-42-390-77 ОСТ 34-42-393-77	ОСТ 34-42-370-77
$P_{\text{раб}} \leq 40$ кгс/см ² , нержавеющая сталь			
Отводы из бесшовных труб гнутые без нагрева	От 10 до 300	ОСТ 34-42-420-78	
То же с нагревом ТВЧ	От 65 до 300	ОСТ 34-42-421-78	
Отводы крутоизогнутые	От 50 до 300	ОСТ 34-42-418-78	

Продолжение табл. 9.21

Наименование	D_y , мм	Нормаль, чертеж	Технические условия
Отводы сварные из бесшовных труб	От 125 до 300	ОСТ 34-42-419-78	
То же из электро-сварных труб	От 350 до 1200	ОСТ 34-42-419-78	
Переходы точеные	От 15×10 до 50×32	ОСТ 34-42-423-78	
Переходы бесшовные	От 65×32 до 300×250	ОСТ 34-42-422-78	
Переходы сварные листовые концентрические	От 350×250 до 1200×1000	ОСТ 34-42-424-78	
Переходы сварные эксцентрические	От 100×65 до 1200×1000	ОСТ 34-42-424-78	
Ответвления трубопроводов	От 10 до 1200	ОСТ 34-42-508-80	ОСТ 34-42-410-78
Тройники сверленные равнопроходные	От 10 до 32	ОСТ 34-42-432-78	
Тройники точеные эксцентрические	От 10×10 до 150×150	ОСТ 34-42-438-78	
Тройники переходные с усиленным пугцером	От 15×10 до 150×32	ОСТ 34-42-433-78	
Тройники сварные равнопроходные	От 50 до 1200	ОСТ 34-42-510-80	
Тройники сварные переходные	От 50 до 1200	ОСТ 34-42-511-80	
Тройники сварные равнопроходные с накладкой	От 150 до 1200	ОСТ 34-42-512-80	

Продолжение табл. 9.21

Наименование	D_y , мм	Нормаль, чертеж	Технические условия
Тройники сварные переходные с накладкой	От 200 до 1200	ОСТ 32-42-513-80	ОСТ 34-42-440-78
Фланцы плоские приварные	От 10 до 1200	ОСТ 34-42-425-78	
Фланцы плоские приварные с ребрами	От 600 до 1200	ОСТ 34-42-426-78	
Фланцы приварные встык	От 10 до 600	ОСТ 34-42-427-80	
Заглушки	От 10 до 1200	ОСТ 34-42-428-78	ОСТ 34-42-507-80
Соединения сварные для измерительных диафрагм	От 50 до 125	ОСТ 34-42-505-80 ОСТ 34-42-506-80	
Опоры и подвески	От 10 до 1200	ОСТ 34-42-355-77 ОСТ 34-42-364-77, ОСТ 34-42-371-77 ОСТ 34-42-389-77	
Шпильки	—	до М24 по ОСТ 95.99-73, свыше — по ГОСТ 11769-66 *	
Болты	—	ОСТ 95.94-73, ОСТ 95.95-73	ОСТ 95.91-73
Гайки	—	ОСТ 95.112-73, ОСТ 95.113-73	

Таблица 9.22. Арматура водяная и паровая (газовая) для АЭС

Наименование	Условный про- ход, мм	Шифр	Параметры p_p , кгс/см ² /t _p , °C		Масса, кг
			рабочая среда		
			жидкость, вода	газ, пар	
Арматура АЭС общего назначения					
Вентили запорные	100 100 150	C26370-02 У26362-14 У26362-12	200/200 40/100 40/100	200/200 40/100 40/100	93,0 50,7 83,5
	100 100 150	T26292 СК20002 T26294	5/100 4/60 1/100	5/100 4/60 1/100	50,0 19,9 85,0
Задвижки	800 600	МА13044-06 А13051-02	100/350 40/350	— —	7130,0 6650,0
	300 400 500	ИА11075-01 ИА11075-05 30с417нж	25/350 25/350 25/200	25/350 25/350 25/200	555,0 610,0 2833,0
	600 800	Л11С75-01,05 Л11075-01	25/350 25/350	25/350 25/350	2850,0 3250,0
	600 800	31с422нж 80с922нж	16/200 16/200	16/200 16/200	1466,0 2974,0
	600 600	31нж422нж 31нж522нж	12/200 10/200	12/200 10/200	1466,0 1403,0
	300 400 1200	30нж439нж 80нж539нж 30нж444нж	6/200 6/200 25/200	— — —	210,0 375,0 1730,0
Клапаны регули- рующие	100 150 250	У27047 25нж533нж1 — 25нж533нж4 25нж087нж	40/200 — 40/215	40/200 40/250 40/215	26,6 190 274
	500 100	25с086нж А68028-03	16/200 10/159	16/200 —	700 58
Клапан дроссель- ный	800	25с5216к1	92/270	—	1547

Продолжение табл. 9.22

Продолжение табл. 3.22

Наименование	Условный про- ход, мм	Шифр	Параметры p_p, σ_C кгс/см ² /т, р, °С		Масса, кг
			рабочая среда		
			жидкость, вода	газ, пар	
Клапаны обрат- ные поворотные	100 200	Л44076-100 Л44076-200	200/350 200/350	200/350 200/350	7,2 58
	300 800	Л44082-300 Л9с51нж1	100/350 100/290	100/350 —	126 1200
	100 200	Л44077-100 Л44077-200	40/350 40/350	40/350 40/350	6,5 67
	300 400	Л44077-300 Л44077-400	40/350 40/350	40/350 40/350	60 370
	600 400	Л44077-600-03 Л11077-400-03.3Е	40/350 —	40/350 25/300	860 550
	500 600	А68025-01 А68025-02	11/187 11/187	— —	745 993
Клапаны предо- хранительные	250/400 250/350	899-250/400-0 Э-2875-0	— —	80/300 65/278	1045 565
	350	Р55013-01	—	80/435	973,0
	600 600	17с33нж2 17с33нж1	2,7—12/200 2,7—11/200	2,7—12/200 2,7—11/200	1640,0 1750,0
Клапан проточ- ный с распре- лителем пневма- тическим элект- ромагнитным трехходовым	150	А56374	10*/600	—	264
Клапаны защиты ПВД	400 400	Т-1616с Т-1626с	100/170 100/270	— —	2075 1630
	500 500	Т-1636с Т-1646с	160/165 100/224	— —	— —

Продолжение табл. 9.22

Наименование	Условный про- ход, мм	Шифр	Параметры p_p, σ_C кгс/см ² /т, р, °С		Масса, кг	
			рабочая среда			
			жидкость, вода	газ, пар		
Арматура для АЭС с реакторами типа ВВЭР						
Задвижки	850	970-850-Эсб	180/350	—	15 900	
	270 500	939-250-Э 819-500-А	125/300 125/300	— —	1 440 7 200	
	100 150 250	880-100-Э-03 873-150-Э 848-250-ЭА	120/250 120/250 120/250	— 86/300 86/300	251 238 954	
	300 400	848-300-ЭА 848-400-Э	120/250 120/250	— 86/300	1017 1742	
	500 600	973-500-Э 973-600-ЭА	120/250 —	86/300 86/300	685 5205	
	250 250	847-250-Э 817-250-Э	120/250	60/275 86/300	912 910	
	400 450	817-400-Э 847-450-Э	— —	60/275 60/275	1886 1936	
	Клапаны регули- рующие	100	958-100-ЭА	120/250	—	258
		250 400	810-250-Э11 958-400-Э-01	120/250 120/250	— —	349 1409
		150 400 100	959-150-Э-03 958-400-Э-02 853-100-РА	— — —	86/300 86/300 60/275	417 1 393 544
Клапаны запорно- дроссельные	300/350 150/250	960-300/350-Э 936-150/250-Эа	— —	80/300 60/275	2565 1172	
	250/300 300/300	1035-250/300-Э 1036-300/300-Э	— —	60/275 60/275	1540 1540	

Продолжение табл. 9.22

Наименование	Условный про- ход, мм	Шифр	Параметры P_D , кгс/см ² /t _p , °C		Масса, кг
			рабочая среда		
			жидкость, вода	газ, пар	
Дроссельно-охла- дильные устройства для РУ и БРУ	150/400	959-170/400-III	—	86/300	198
	400/600	958-400/600-III	—	86/300	330
	300/500	960-350/500-III-01	—	80/300	203
	500/800	960-500/800-III-01	—	80/300	239
	100/250	855-100/250-OF	—	60/275	45
	250/350	936-250/350-IIIФ	—	60/275	108
	350/450	936-350/450-IIIФ	—	60/275	136
	400	931-400-IIIФ	—	60/275	106
250	943-250-0	125/300	—	750	
Клапаны обратные подъемные про- ходные гори- зонтальные	250	935-250-0 ^а АЭС	120/250	—	1097
	500	901-500-0	120/250	—	575
	600	901-600-0	—	86/300	772
Клапаны импуль- сные и предо- хранительные	250/300	969-250/300-0-01	—	80/300	1462
	250/300	Э-2875-0	—	60/275	565

Арматура для АЭС с реакторами типа РБМК

Задвижки	150 200	932-150-Г 932-200-Г	100/290 100/290	— —	301 725
	200 400	932-200-Э 895-400-ЭЛ	100/250 100/250	— —	790 2495
	100 150	933-100-Г 933-150-Г	— —	92/320 92/320	305 300
	200 300	933-200-Г 933-300-Г	— —	92/320 92/320	725 1431
	250 150	934-250-Э ^б 894-160-0 ^б -01	110/165 100/290	— —	725 246
	250	934-250-0 ^а	40/60	—	636
Клапаны регул- ирующие					

Продолжение табл. 9.22

Наименование	Условный про- ход, мм	Шифр	Параметры P_D , кгс/см ² /t _p , °C		Масса, кг
			рабочая среда		
			жидкость, вода	газ, пар	
Клапаны запорно- дроссельные	300/350	897-300/350-Э ^б	—	72/285	1370
	100/200	890-100/200-Э ^м	—	68/282	390
Дроссельно-ох- ладительные устройства для РУ и БРУ	100	929-100-III	110/170	—	41
	300/400	101-300/600-III	—	60/275	424
	350/600	961-350/600-III	—	42/254	265
	600	873-600-III ^б	—	24/222	169
Клапаны обрат- ные	100	903-100-0 ^а	100/290	—	157
	200	903-200-0Б	100/290	—	510
	400	904-400-0Б (вертикальный)	110/170	—	900
	400 400	904-400-0А 904-400-0 ^а М	100/290	— 76/290	230 282
Клапаны импуль- сные и предо- хранительные	250/300	969-250/300-0-02	—	69/285	1435
	250/400	900-250/400-0	—	12,5/190	515

ризионной и эрозийной стойкостью; остальную арматуру АЭС изгото-
вляют из сталей перлитного класса.

Для уменьшения возможных протечек среды количество арма-
туры выбирается минимальным, а ее соединение с трубопроводами
и оборудованием выполняется на сварке, фланцевые конструкции при-
меняются в виде исключения. Приварка арматуры к трубопроводам
осуществляется до его монтажа.

Конструкция арматуры определяется требованиями длительной
плотности (в том числе уплотнений, исключающих перетечку радиоак-
тивной среды в отсоединенную петлю или другие части трубопрово-
дов), надежности, быстродействия.

Арматура приводится в действие в основном электрическими,
гидравлическими, пневматическими приводами, а для уменьшения
требуемых для этого в начальный период усилий применяется,
где это возможно, внутренняя разгрузка, что освобождает от устрой-
ства байпасов и дополнительных запорных устройств.

9.10. ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Соединения трубопроводов высокого давления и частично среднего давления выполняются на сварке. Фланцевые соединения применяются только в узлах присоединения трубопроводов к оборудованию. Фланцы, заглушки, металлические прокладки и крепеж поставляются заводами-изготовителями оборудования и трубопроводов (табл. 9.23—9.35).

При поставке фланцевых соединений на наружной цилиндрической поверхности каждого фланца и заглушки наносится маркировка, включающая товарный знак завода-изготовителя, марку материала, условный проход и условное давление, обозначение ГОСТ или ОСТ.

Стальные зубчатые прокладки изготавливаются по ОСТ 24-560.01. Разница в толщине металлической прокладки, замеренной в двух диаметрально противоположных точках, не должна превышать 0,1 мм. Зубцы должны быть одной высоты (допуск $+0,1$ мм) и ширины, не иметь загонов. Допуски на $D_{вн} +0,5$ мм; $D_{н} -0,2-0,7$ мм, на свободные — по 7-му классу точности.

Мягкие прокладки из паронита не должны иметь трещин, складок, излома; на них установлены следующие допуски:

Наружный диаметр, мм	Допуск, мм	Внутренний диаметр, мм	Допуск, мм
От 34 до 138	—1	От 9 до 89	+1
От 148 до 505	—2	От 108 до 426	+2
От 520 до 1480	—3	От 447 до 1420	+3

Сжатие резиновых прокладок не должно превышать 0,2—0,4 их высоты.

К шпилькам двусторонним для фланцевых соединений на $p_y \geq 40$ кгс/см² (ГОСТ 9066-75) предъявляются следующие требования: резьба должна быть чистой, не иметь заусенцев, сорванных ниток и вмятин. Кривизна стержня допускается при диаметре шпилек 12—24 мм 0,2 мм на 100 мм длины, при диаметре шпилек свыше 24 мм 0,1 мм на 100 мм длины.

Шайбы чистые для фланцевых соединений (ГОСТ 9065-75 и ГОСТ 11371-68*) должны быть плоскими, не иметь заусенцев и острых кромок.

При сборке фланцевых соединений соблюдаются следующие требования: расточка внутреннего диаметра фланца под трубу $D_y \geq 200$ мм допускается по действительному наружному диаметру трубы с зазором на сторону не более 2,5 мм; внутренние диаметры приварного фланца встык и трубы в месте стыка должны совпадать, при несовпадении должен быть выполнен плавный переход под углом не более 10°; при сборке фланцевых соединений не допускается перекоса, прокладки и резьба шпилек должны натираться серебристым чешуйчатым графитом.

Затяжку рекомендуется определять по удлинению шпильки

$$\Delta L = \frac{\sigma}{E} L_{расч},$$

где E — модуль упругости, кгс/см², σ — заданное напряжение от за

Таблица 9.23. Размеры фланцев плоских приварных

D_y , мм	Присоединительные размеры, мм				Толщина фланца b , мм		Масса, кг	
	Наружный диаметр D	Диаметр по центрам болтовых отверстий D_1	Диаметр болтовых отверстий d	Число болтовых отверстий, шт.	$p_y=1$ и 2,5 кгс/см ²	$p_y=6$ кгс/см ²	$p_y=1$ и 2,5 кгс/см ²	$p_y=6$ кгс/см ²
10	75	50	12	4	8	10	0,25	0,31
15	80	55			10	12	0,29	0,33
20	90	65					0,45	0,53
25	100	75					0,55	0,64
32	120	90	14	4	10	13	0,79	1,01
40	130	100					0,95	1,21
50	140	110					1,04	1,33
65	160	130					1,39	1,63
80	185	150	18	8	11	15	1,84	2,44
100	205	170					2,14	2,85
125	235	200					2,60	3,88
150	260	225					3,43	4,39
200	315	280	23	12	18	20	4,73	5,89
250	370	335					6,95	7,67
300	435	395					9,33	10,28
350	485	445					10,45	12,58
400	535	495	27	16	20	25	11,64	15,20
500	640	600					16,01	19,72
600	755	705					21,35	26,24
700	860	810					29,15	36,68
800	975	920	30	20	21	27	36,63	46,14
1000	1175	1120					—	64,36
1000	1175	1120					52,58	—
1200	1375	1320					62,36	—
1400	1575	1520	30	27	25	—	77,60	—
1600	1785	1730					94,30	—

тяжки, кгс/см²; для перлитных сталей $\sigma=25$ кгс/мм², для аустенитных $\sigma=20$ кгс/мм²; L — расчетная длина, мм;

Таблица 9.24 Фланцы плоские приварные
(по ГОСТ 1255-67*)

D _y , мм	Присоединительные размеры, мм			Количество болтовых отверстий n, шт.	Толщина фланца b, мм			Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Диаметр по цент- рам болтовых отверстий D ₁	Диаметр болтовых отверстий d		p _y =10 кгс/см ²	p _y =16 кгс/см ²	p _y =25 кгс/см ²	p _y =10 кгс/см ²	p _y =16 кгс/см ²	p _y =25 кгс/см ²
10	90	60	14	4	10	12	14	0,46	0,54	0,63
15	95	65			12	14	16	0,51	0,61	0,70
20	105	75				0,74		0,86	0,98	
25	115	85			12	16	18	0,89	1,17	1,17
32	135	100	18	8	14	16	18	1,40	1,58	1,77
40	145	110			17	19	21	1,71	1,96	2,18
50	160	125						2,06	2,58	2,71
65	180	145						2,80	3,42	—
80	195	160			21	—	—	3,19	3,71	—
100	215	180			19	23	—	3,96	4,73	—
125	245	210	23	12	25	—	—	5,40	6,38	—
150	280	240						6,62	7,81	—
200	335	295						8,05	—	—
250	380	340						10,65	—	—
300	440	400			26	—	—	12,9	—	—
350	500	460						15,85	—	—
400	565	515						21,56	—	—
500	670	620			28	—	—	27,7	—	—
600	780	725			31	—	—	39,4	—	—

$$L_{\text{расч}} = H + \frac{2}{3} h,$$

H — расстояние между опорными торцами гаек, мм; h — высота гайки, мм.

Для улучшения работы резьбовых соединений рекомендуется применять:

для регулирующей арматуры смазку «Лимол» (ТУ 38 УССР 201146-73) при температуре до 250°С или смазку ВПИНП-232 (ГОСТ 14068-68);

для трапецидальной резьбы шпинделя при температуре до 150°С смазку ЦИАТИН-221 (ГОСТ 9433-60*);

Таблица 9.25. Фланцы плоские приварные

D_y , мм	Присоединительные размеры, мм			Число болтовых отверстий n , шт.	Толщина фланца, мм	Масса фланца, кг
	Наружный диаметр D	Диаметр по центрам болтовых отверстий D_1	Диаметр болтовых отверстий d			
Фланцы на $p_y = 16$ кгс/см ² , ГОСТ 1255-67*						
200	335	295	23	12	27	10,1
250 300	405 460	355 410	27		28	14,49 17,78
350 400 500 600	520 580 710 840	470 525 650 770	30 33	16 20	30 34 44 45	22,88 31,0 57,01 80,3
Фланцы на $p_y = 25$ кгс/см ² , ГОСТ 1255-67*						
65 80	180 195	145 160	18	8	21 23	3,22 4,06
100	230	190	23		25	5,92
125 150	270 300	220 250	30		27	8,26 10,12
200 250	360 425	310 370			29 31	13,34 18,9
300	485	430	33	16	32	23,95
350 400	550 610	490 550			38 40	34,35 44,62
500	730	660			48	67,3

D_y , мм	Присоединительные размеры, мм			Число болтовых отверстий n , шт.	Толщина фланца, мм	Масса фланца, кг
	Наружный диаметр D	Диаметр по центрам болтовых отверстий D_1	Диаметр болтовых отверстий d			
Фланцы приварные встык на $p_y = 40$ кгс/см ² , ГОСТ 12831-67*						
50	160	125	18	4	17	2,79
65	180	145		8	19	3,72
80	195	160			21	4,81
100	230	190	23		23	7,06
125	270	220	27	12	25	10,17
150	300	250			27	13,20
200	375	320	30		16	35
250	445	385	33	39		37,30
300	510	450		42		50,6
350	570	510		48	69,60	
400	655	585	40	20	54	105,0
450	755	670	46		58	128,0

Таблица 9.26. Фланцы плоские приварные с патрубками по ОСТ 34-42-489-80

D_y , мм	Присоединительные размеры, мм			Число болтовых отверстий n , шт.	Толщина фланца, мм	Масса фланца с патрубком, кг
	Наружный диаметр D , мм	Диаметр по центрам болтовых отверстий D_1 , мм	Диаметр болтовых отверстий d , мм			
Фланцы $p_y \leq 25$ кгс/см ²						
600	840	770	40	20	25	115
700	960	875	46	24		136
800	1075	990				165
1000	1315	1210	58	28	31	268
1200	1525	1410		32		324

D_y , мм	Присоединительные размеры, мм			Число болтовых отверстий n , шт.	Толщина фланца, мм	Масса фланца с патрубком, кг
	Наружный диаметр D , мм	Диаметр по центрам болтовых отверстий D_1 , мм	Диаметр болтовых отверстий d , мм			
Фланцы на $p_y \leq 16$ кгс/см ²						
700	910	840	40	24	25	104
800	1020	950		32		124
1000	1255	1170	46	28	27	188
1200	1485	1390	52	32	31	266
1400	1685	1590		36		317
Фланцы на $p_y \leq 10$ кгс/см ²						
700	895	840	30	24	19	79
800	1010	950	33		21	118
1000	1220	1160		28		154
1200	1455	1380	40	32	25	229
1400	1675	1590	46	36	27	295
Фланцы на $p_y \leq 6$ кгс/см ²						
1200	1400	1340	33	32	25	198
1400	1620	1560		36		248

Таблица 9.27. Фланцы и заглушки трубопроводов высокого и среднего давления

Наименование	Параметры среды p/t (кгс/см ²)/°C	ОСТ, ПО
Фланцы приварные встык: с выступом	140/570, 140/545, 41/570, 230/230	ОСТ 24.540.02
с впадиной	100/540	ОСТ 24.540.07-72
	140/570, 140/545, 41/570, 230/230	ОСТ 24.540.03
	100/540	ОСТ 24.540.08-72

Наименование	Параметры среды p/t (кгс/см ²)/°C	ОСТ, ПО
Заглушки: приварные	255/565, 380/280 140/570, 140/545, 41/570, 40/440, 44/340, 230/230, 185/215, 76/145 100/540	НО 812-66 ОСТ 24.504.01
поворотные	140/570, 100/540, 40/440, 44/340, 230/230, 185/215, 76/145	ОСТ 24.504.10-72 ОСТ 24.833.01

Примечание. Материал для параметров среды 140/570, 140/545, 41/570, 100/540 — сталь 12Х1МФ, для 255/565 — 15Х1М1Ф, для 380/280, 230/230, 185/215 — стали 15ГС и 16ГС, для 40/440, 44/340, 76/146 — сталь 20.

Таблица 9.28. Заглушки плоские приварные для трубопроводов по ОСТ 34-42-492-80

Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг	Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг
Для $p_y \leq 40$ кгс/см ²				108×3,5	102	8	1,8
45×2,5	41	6	0,4	133×3,5	127	10	2,5
57×3	52	6	0,6	159×4,5	152	10	3,8
76×3	71	8	1,0	219×6	210	14	8,0
89×3,5	83	8	1,3	273×6	261	16	12,7
108×4	102	10	2,1	325×6	315	20	19,6
133×4	127	12	3,0	377×9	362	22	30,2
159×4,5	152	16	4,7	426×7	414	25	37,8
219×6	210	20	10,3	Для $p_y \leq 10$ кгс/см ²			
273×7	261	25	17,7	89×8	84	6	1,1
Для $p_y \leq 25$ кгс/см ²				219×6	210	12	7,5
76×3	71	8	1,0	273×6	263	16	12,7
89×3,5	83	8	1,3	325×6	315	20	19,6
108×4	102	10	2,1	426×7	414	20	31,9
133×4	127	10	2,7	478×7	466	22	41,6
159×4,5	152	12	4,2	530×8	517	25	56,6
219×6	210	16	9,1	Для $p_y \leq 6$ кгс/см ²			
273×7	261	20	15,5	273×6	263	12	10,5
325×8	312	25	24,7	325×6	315	16	16,9
Для $p_y \leq 16$ кгс/см ²				426×7	414	16	27,3
76×3	71	6	0,9	478×7	466	18	35,8
89×3	84	8	1,2	530×8	517	20	48,1
				630×8	615	25	77,0

Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг	Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг
Для $p_y \leq 4$ кгс/см ²				Для $p_y \leq 2,5$ кгс/см ²			
325×6	315	12	13,7	426×7	414	12	22,3
426×7	414	16	27,3	478×7	466	14	30,5
478×7	466	16	33,1	530×8	517	14	37,8
530×8	517	16	41,1	630×8	615	16	55,0
630×8	615	20	64,9	720×8	705	18	75,5
720×8	705	22	88,7	820×9	804	20	106,2
820×9	804	25	126,6	1020×10	1002	25	191,8

Таблица 9.29. Заглушки плоские приварные с ребрами для трубопроводов по ОСТ 34-42-493-80

Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг
Для $p_y \leq 40$ кгс/см ²			
325×8	312	14	34,8
377×9	362	16	50,2
426×9	410	18	61,5
Для $p_y \leq 25$ кгс/см ²			
426×9	410	14	53,3
530×7	517	18	75,5
630×12	608	20	133
720×8	705	22	158,8
820×10	802	25	249
1020×14	994	25	455
Для $p_y \leq 16$ кгс/см ²			
478×7	466	14	57,4
530×8	517	16	75,9
630×8	615	18	104,4
720×8	705	20	145,0
820×9	804	20	196
1020×10	1002	20	343
1220×11	1200	25	544
Для $p_y \leq 10$ кгс/см ²			
630×8	615	14	88,8
720×8	705	16	145,0
820×9	804	16	159,5

Продолжение табл. 9.29

Труба $D_n \times S$, мм	Наружный диаметр заглушки, мм	Толщина заглушки, мм	Масса, кг
1020×10	1002	14	250
1220×11	1200	20	449
1420×14	1398	22	715
Для $p_y \leq 6$ кгс/см ²			
720×8	705	12	100
820×9	804	14	138,5
1220×11	1200	16	381,9
1420×14	1398	18	596,5
Для $p_y \leq 4$ кгс/см ²			
1220×11	1200	14	330
1420×14	1398	14	518
Для $p_y \leq 2,5$ кгс/см ²			
1220×11	1200	12	275,5
1420×14	1398	12	446

Примечание. Материал дисков, патрубков и ребер для заглушек выбирается по ОСТ 34-42-431-80.

Таблица 9.30. Прокладки паронитовые (по ГОСТ 15180-70) для фланцев без выступа и с соединительным выступом

Проход условный фланца D_y , мм	Внутренний диаметр прокладки D , мм	Наружный диаметр прокладки D , мм					
		Давление условное p_y , кгс/см ²					
		1; 2,5	6	10	16	25	40
10	14	38			45		
15	20	43			50		
20	25	53			60		
25	29	63			69		
32	38	75			81		
40	45	85			91		
50	57	95			106		
65	75	115			126		
80	87	132			141		
100	106	151		161		166	
125	132	181		191		191	
150	161	206		216		222	
200	216	261		271		282	288
250	264	318		327		338	350
300	318	372	376	382		398	415
350	372	421	436	442		455	475

Продолжение табл. 9.30

Проход условный фланца D_y , мм	Внутренний диаметр прокладки D , мм	Наружный диаметр прокладки D , мм					
		Давление условное p_y , кгс/см ²					
		1; 2,5	6	10	16	25	40
400	421	473		487	495	515	543
450	473	528		537	553	—	—
500	528	576		592	615	620	624
600	620	677		692	728		
700	720	782		808	798	827	
800	820	888		915	908	942	
1000	1020	1088		1195	1122	1150	
1200	1220	1288	1305	1338	1334	1360	

Таблица 9.31. Прокладки паронитовые для фланцев с выступом или впадиной (по ГОСТ 15180-70)

Условный проход фланца D_y , мм	Внутренний диаметр прокладки d , мм	Наружный диаметр прокладки D , мм		Условный проход фланца D_y , мм	Внутренний диаметр прокладки d , мм	Наружный диаметр прокладки D , мм	
	Давление условное p_y , кгс/см ²				Давление условное p_y , кгс/см ²		
	1 — 40	1 — 6	10 — 40		1 — 40	1 — 6	10 — 40
10	14	29	34	150	161	191	203
15	20	33	39	200	216	249	259
20	25	43	50	250	264	303	312
25	29	51	57	300	318	356	363
32	38	59	65	350	372	406	421
40	45	69	75	400	421	456	473
50	57	80	87	450	473	509	523
65	75	100	109	500	528	561	575
80	87	115	120	600	620	661	677
100	106	137	149	700	720	763	777
125	132	166	175	800	820	867	877

Таблица 9.32. Прокладки стальные зубчатые (ОСТ 24.560.01)
для $p_y = 164 \div 400$

D_y , мм	D , мм	D_1 , мм	Масса, кг	D_y , мм	D , мм	D_1 , мм	Масса, кг
20	34	22	0,01	225	267	219	0,50
50 и 65	85	61	0,06		318	262	0,64
100	137	105	0,16	250	315	251	0,75
	141	101	0,2		312	249	0,67
	149	99	0,23	300	382	314	0,94
125	169	133	0,22		361	289	1,0
150	189	153	0,26	350	421	349	1,04
	203	149	0,36	400	473	399	1,35
200	265	205	0,55	450	519	449	1,45
	265	216	0,43				

Таблица 9.33. Крепежные детали для соединения труб на приварных фланцах с выступом и впадиной для $p_y = 40 \text{ кгс/см}^2$

D_y , мм	Шпильки, сталь 35			Гайки, сталь 25			Шайбы, сталь 10		
	ГОСТ 5966-75			ГОСТ 9034-75			ГОСТ 11.371-78		
	Размеры, мм	Количество, шт.	Масса 1 шт., кг	Диаметр, мм	Количество, шт.	Масса 1 шт., кг	Диаметр, мм	Количество, шт.	Масса 1 шт., кг
15, 20, 25	M12×70	4	0,055	M12	8	0,019	12	8	0,0063
32, 40, 50	M16×90		0,126	M16		0,039	16		0,011
65, 80									
100	M20×122	8	0,266	M20	16	0,077	20	16	0,023
125	M24×130		0,407	M24		0,133	24		0,032
150	M24×140		0,442						
200	M27×170	12	0,694	M27	24	0,194	27	24	0,053
250	M30×180		0,901			0,277	30		0,067
300	M30×190		0,956				32		
350	M30×150	16	0,734	M30	32	0,277	30	32	0,067
400	M36×160		1,122			0,446			
500	M42×180		1,737	M42		0,777	42		0,157

Таблица 9.34. Крепежные детали для соединения труб на плоских приварных фланцах

p_y , кгс/см²	D_y , мм	Болты из стали 20, класс прочности 4,6			Гайки из стали 20, класс прочности 5		
		ГОСТ 7798-70* и ГОСТ 10602-72			ГОСТ 5915-70*, ГОСТ 10605-72		
		Размеры, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса 1 шт., кг	Диаметр, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса 1 шт., кг
25	10, 15	M12×50	4	0,062	M12	4	0,019
	20, 25	M12×55		0,066	M16		
	32	M16×60		0,129			
	40	M16×70	8	0,145		8	0,039
	50, 65						
	80	M16×80		0,161			
	100	M20×80	12	0,268	M20	12	0,077
	125, 150	M24×90		0,437	M24		
	200						
	250	M27×100	16	0,626	M27	16	0,194
	300	M27×110		0,671			
	350, 400	M30×120		0,914	M30		
	450	M30×130	20	0,97		20	1,277
	500	M36×150		1,631	M36		
	600	M36×100		1,231	M36		
25 (с ребрами)	700, 800	M42×110	24	1,88	M42	24	0,777
	900	M48×130	28	2,903	M48	28	1,197
	1000	M52×110	32	3,63	M52	32	1,42
	1200						
	16	10, 15	M12×45	4	0,0573	M12	4
20		M12×50	0,062				
25		M12×55	0,066				
32, 40		M16×60		0,129	M16		0,039

Продолжение табл. 9.34

P_y , кгс/см ²	D_y , мм	Болты из стали 20, класс прочности 4,6			Гайки из стали 20, класс прочности 5		
		ГОСТ 7798-70* и ГОСТ 10602-72			ГОСТ 5915-70*, ГОСТ 10605-72		
		Размеры, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса 1 шт., кг	Диам- метр, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса 1 шт., кг
16	50, 65, 80	M16×70	4	0,145	M16	4	0,039
	100, 125	M16×80	8	0,161		8	
	150	M20×80		0,268	M20		0,077
	200	M20×90	12	0,293		12	
	250, 300	M24×90		0,438	M24		0,133
	350	M24×100	16	0,473		16	
	400	M27×110		0,671	M27		0,194
	450	M27×120	20	0,716		20	
	500	M30×130		0,97	M30		0,277
	600	M36×140		1,551	M36		0,446
16 (с реб- рами)	700, 800	M36×100	24	1,231	M36	24	0,446
	900		28			28	
	1000	M42×110		1,88	M42		0,777
	1200	M48×130	32	2,903	M48	32	1,197
	1400		36			36	
10	10, 15	M12×40	4	0,0529	M12	4	0,019
	20, 25	M12×45		0,057			
	32, 40, 50 65, 80	M16×60		0,129	M16		0,039
	100, 125	M16×70	8	0,145		8	
	150, 200	M20×80		0,268	M20		0,077
	250, 300		12			12	
	350		16			16	
	400	M24×90		0,438	M24		0,133

Продолжение табл. 9.34

P_y , кгс/см ²	D_y , мм	Болты из стали 20, класс прочности 4,6			Гайки из стали 20, класс прочности 5		
		ГОСТ 7798-70* и ГОСТ 10602-72			ГОСТ 5915-70*, ГОСТ 10605-72		
		Размеры, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса, 1 шт., кг	Диам- метр, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса, 1 шт., кг
10 (с реб- рами)	450, 500	M24×90	20	0,438	M24	20	0,133
	600	M27×110		0,671	M27		0,194
	700	M27×80	24	0,536	M27	24	0,194
	800	M30×90		0,747	M30		0,277
	900, 1000		28			28	
	1200	M36×100	32	1,231	M36	32	0,446
	1400	M42×110	36	1,88	M42	36	0,777
	10, 15	M10×40	4	0,037	M10	4	0,01
	20, 25	M10×45		0,04			
	32	M12×45		0,057	M12		0,019
6	40, 50, 65	M12×50		0,062			
	80, 100	M16×55		0,122	M16		0,039
	125, 150	M16×60	8	0,129	M16	8	0,039
	200	M16×65		0,137			
	250		12			12	
	300, 350	M20×80		0,268	M20		0,077
	400, 450		16			16	
	500	M20×90		0,293			
	600	M24×90	20	0,438	M24	20	0,133
	700		24			24	
	800, 900	M27×100		0,626	M27		0,194
	1000	M27×110	28	0,671		28	
	1200	M30×100	32	0,803	M30	32	0,277
	1400		36			36	
	10, 15	M10×35	4	0,034	M10	4	0,01
2,5 (с реб- рами)	20, 25	M10×40		0,037			
	32	M12×40		0,053	M12		0,019
	40, 50, 65	M12×45		0,057			

Продолжение табл. 9.34

P_y , кгс/см ²	D_y , мм	Болты из стали 20, класс прочности 4,6			Гайки из стали 20, класс прочности 5		
		ГОСТ 7798-70* и ГОСТ 10602-72			ГОСТ 5915-70*, ГОСТ 10605-72		
		Размеры, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса, 1 шт., кг	Диам- етр, мм	Коли- чест- во, шт.	Масса, 1 шт., кг
2,5	80, 100	M16×50	4	0,114	M16	4	0,039
	125		8			8	
	150, 200	M16×60		0,129			
	250	M16×70	12	0,145		12	
	300, 350	M20×70		0,244	M20		0,077
	400		16			16	
	450, 500	M20×80		0,268			
	600	M24×80	20	0,402	M24	20	0,133
	700		24			24	
	800, 900	M27×90		0,581	M27		0,194
	1000		28			28	
	1200		32			32	
	1400	M27×100	36	0,626	M27	36	0,194

Таблица 9.35. Область применения прокладок для фланцевых соединений

Условия работы			Материал прокладок	
Наименование среды	Рабочее давление, кгс/см ²	Температура, °C	Материал	ГОСТ на материал

Металлические прокладки (по ОСТ 24.560.01)

Пар	315, 255	630, 565	1X18H10T, 1X18H9T	ГОСТ 7350-77
	140, 100	570, 540	1X13 (ЭЖ1)	ГОСТ 5632-72 *
	41	570		
Вода	380	280	1X13	ГОСТ 5632-72 *
	230, 185	230, 215	12XM	ЧМТУ 5759-57

Продолжение табл. 9.35

Условия работы			Материал прокладок	
Наименование среды	Рабочее давление, кгс/см ²	Температура, °C	Материал	ГОСТ на материал
Мягкие прокладки				
Пар	100	450	Паронит, армированный сеткой	ГОСТ 481-71
	64	450	Паронит общего назначения (ПОН)	ГОСТ 481-71
	14 — 32	250—425	То же	ГОСТ 481-71
Вода	40 — 80	120—160	Паронит общего назначения (ПОН)	ГОСТ 481-71
		До 140	Резина теплостойкая (Т)	ГОСТ 7338-77 *
Мазут, нефть	64	200	Паронит ПОН	ГОСТ 481-71
	20	300	Паронит маслобензостойкий (ПМБ)	ГОСТ 481-71
	75	400	Паронит ПА	ГОСТ 481-71
Минеральное масло	25	150	Паронит ПМБ	ГОСТ 481-71
	75	200	Паронит ПА	ГОСТ 481-71
	10	40	Прессшпан	
Сжатый воздух	10	100	Паронит ПОН	ГОСТ 481-71
Кислород	150	100	Фибра ФНК, картон абестовый, латунь, медь, алюминий	—
Ацетилен	—	—	Паронит	ГОСТ 481-71
Спирально навитые прокладки				
Пар, вода	До 250	До 450	Каркас из стали X18H9T, X18H10T, 1XФН9T, наполнитель ТП-1	ТУ Московского завода АТИ
Пар, сухие газы	До 250	До 600	Каркас из стали X18H9T, X18H10T, наполнитель АРБ-3	То же
Агрессивная среда	До 16	До 250	Каркас из стали X18H9T, X18H10T, 1X18H9T, OX18H9, OX18H10, наполнитель КП-2	»

для смазки внутренней полости втулки, шпинделя и заполнения подшипниковой камеры смазку УНИОЛ-1 (ТУ 38 УССР 201150-73) при температуре до 150° С.

Для предохранения от пригорания резьбовых соединений применяются чешуйчатый графит и дисульфид-молибденовую смазку ВНИИНП-233.

9.11. СБОРКА И МОНТАЖ БЛОКОВ И ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

Сборка деталей трубопроводов в блоки и доукрупнение заводских блоков производятся на специальных стендах, оборудованных каретками с устройствами, позволяющими перемещать стыкуемые детали в вертикальном, продольном и поперечном направлениях. Опорные устройства размещаются не далее 1 м по обе стороны собираемого стыка.

При отсутствии кареток сборка стыков производится с помощью инвентарных центровочных приспособлений, закрепляемых на трубе хомутами, обеспечивающими соосность стыкуемых труб и возможность свободной усадки шва при сварке стыка. Приварка монтажных приспособлений к трубам из легированных сталей не допускается.

Перед сборкой сварного стыка проверяют перпендикулярность плоскости реза к оси трубы.

Подгибка может производиться:

труб из углеродистых сталей, сталей марок 15ГС и 16ГС с толщиной стенки до 20 мм в холодном состоянии, а более 20 мм при нагреве до 650—680° С;

труб из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей независимо от толщины стенки с подогревом до 710—740° С с медленным охлаждением в асбестовой ленте и без последующей термообработки.

Подгибка труб с толщиной стенки до 10 мм из высоколегированной стали на угол не более 15° производится в холодном состоянии без последующей термообработки.

Перед сборкой фаски и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности труб на ширине не менее 10 мм очищают от грязи, масла и ржавчины до металлического блеска.

В правильно собранном стыке не должно быть переломов осей труб в месте стыка.

Для поперечных стыков, не подлежащих ультразвуковому контролю или местной термообработке, расстояние между осями соседних сварных швов на прямых участках трубопровода должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб, но не менее 100 мм, а для трубопроводов 4-й категории — не менее 50 мм.

Для поперечных стыков, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы от оси шва до ближайших приварных деталей, до началагиба, до оси соседнего поперечного шва принимается в зависимости от номинальной толщины стенки S_n не менее следующих величин: при S_n до 15 мм — 100 мм, при S_n от 15 до 30 мм — $5S_n + 25$ мм, при S_n от 30 до 36 — 175 мм, при S_n свыше 36 мм — $4S_n + 30$ мм.

Для поперечных стыков, подлежащих местной термообработке, это расстояние должно быть не менее l , определяемой по формуле

$$l = 1,5 \sqrt{(D_n - S_n) S_n},$$

но не менее 100 мм.

Здесь D_n — номинальный наружный диаметр трубы, мм.

При приварке крутозагнутых и штампосварных колен (отводов) допускается расположение сварного шва у начала закругления.

При сборке стыков труб с продольным и спиральным швом соединяемые трубы должны располагаться со смещением продольных швов не менее трехкратной толщины стенки труб, но не менее чем на 100 мм.

Сварка штуцеров на прямых участках трубопроводов с отношением наружного диаметра штуцера к наружному диаметру трубы до 1, а также применение сварных тройников из труб с тем же отношением диаметров разрешаются для всех категорий трубопроводов, кроме 1а и 1б.

Не допускается присоединение трубопроводов к насосам, стопорному и регулирующему клапанам турбин и подогревателям с натягом или перекосом.

Если внутренние диаметры концов свариваемых без подкладных колец отличаются на двойную величину допуска, указанную на смещении наружных кромок, то конец трубы с меньшим внутренним диаметром обтачивается под углом 10—15°.

В табл. 9.36 приведены допуски на сборку и монтаж трубопроводов.

До начала монтажа технологических трубопроводов ТЭС должны быть закончены сооружения всех строительных конструкций, связанных с прокладкой и креплением трубопроводов, установка закладных частей для крепления опор и подвесок, устройство проемов для прокладки внутренних трубопроводов, а также построены эстакады, каналы и траншеи для прокладки наружных трубопроводов.

Строительные конструкции, металлические закладные части и отверстия для прохода труб через перекрытия и стены принимаются по акту монтажной организации после проверки соответствия их проекту.

Разметка трассы трубопровода выполняется по рабочим чертежам данного узла с замерами расстояния между строительными конструкциями и установленным оборудованием.

При разметке трассы необходимо соблюдать уклон оси трубопровода, величина и направление которого указываются в рабочих чертежах. Уклон паропровода обычно направлен в сторону движения пара, что обеспечивает сток и удаление конденсата. Уклон трубопровода воды направлен в сторону, обратную движению воды, для обеспечения удаления воздуха, могущего вызвать образование воздушных мешков и гидравлических ударов в трубопроводе.

Перед подъемом блоков необходимо проверить законченность сборочных и сварочных работ, установку на них штуцеров, предусмотренных проектом, наметить места расположения опор и подвесок, следует проверить чистоту внутренней поверхности труб.

Монтаж трубопроводов можно осуществлять от фиксированной неподвижной точки, т. е. от оборудования, от двух неподвижных точек навстречу друг другу, а также по трассе с последующим ответвлением для присоединения к оборудованию.

В первую очередь целесообразно монтировать трубопроводы большего диаметра, а затем малого.

При размещении трубопроводов на общих кронштейнах в несколько рядов по высоте вначале следует монтировать трубопроводы, расположенные ниже. Монтаж многониточных паропроводов следует вес-

Таблица 9.36. Допуски на сборку блоков и монтаж трубопроводов ТЭС

Наименование	Допуск	Наименование	Допуск
Отклонение перпендикулярности плоскости реза к оси трубы, мм: для труб $D \leq 133$ мм свыше 133 мм	≤ 1 $\leq 1,5$	Отклонение от параллельности на каждые 100 мм условного диаметра, мм: для трубопроводов II категории III IV	0,05 0,1 0,2
Подгибка труб на монтаже: хромомолибденовых и хромованадиевых, не более углеродистых, не более Проклев между концом контрольной линии и поверхностью трубы при $I=200$ мм от стыка, мм: для труб $D \leq 100$ мм свыше $D \leq 100$ мм	10° 15° ≤ 1 ≤ 2 ≤ 100	Зазор между фланцем и трубой, на сторону, мм: при $D \leq 400$ мм при $D > 400$ мм	1 1,5
Расстояние от оси сварного шва до начала закругления гйба, мм Расстояние от наружной поверхности штуцера до начала гйба или до оси переноса шва при D_H штуцера, мм: до 100 мм более 100 мм	Не менее 50 Не менее 100 Не менее 200	Отклонение габаритных размеров блоков трубопроводов, мм: при габаритном размере до 3 м на каждый последующий полный 1 м увеличения габаритного размера общее отклонение не должно превышать	± 5 ± 2 ± 15
Расстояние сварного стыка от края опоры, мм Смещение наружных кромок труб, свариваемых без подкладного стыка при толщине стенки, мм: 2,5 3,5 4 5 5,5	1 D_H , но не менее 50 Не менее 100 Не менее 200	Отклонения от проектного положения при монтаже трубопровода на расстоянии, мм: трубы от стены или колонны, по осям оси трубы от перекрытия между соседними опорами Положение подвески от оси трубопровода, мм Отклонение от вертикального отсеса на 1 м длины Отклонение перпендикулярности фланца к оси трубы: при D_H при $p_{раб}$ до 40 кгс/см ² свыше 40 кгс/см ²	± 15 ± 15 ± 10 ± 1
при сварке с подкладным кольцом при толщине стенки: $S=6-10$ мм $S=10-20$ мм более 20 мм Зазор между подкладным кольцом и расточкой, мм	0,4 0,5 0,6 0,65 0,7 0,8 0,85 0,135 0,03+1 0,135, но не более 3 Не более 1	До 80 100—250 300—400 Свыше 400 1 2 2,5 2 0,5 1 1,5 2	

ти параллельными участками, систематически осуществляя проверку соблюдения проектного расстояния между трубами.

При перерывах в работе свободные концы монтируемых блоков или участков трубопровода закрываются пробками или заглушками.

Блоки, поднятые к месту монтажа, должны, как правило, укладываться на постоянные опоры и подвески и временно закрепляться до разропковки.

При монтаже нагрузка от блока не должна передаваться на оборудование, если это не оговорено в чертеже.

Поднятые и уложенные в проектное положение блоки подлежат стыковке, для этого необходимо проверить их соосность; при несоосности стыкуемых концов смежных блоков положение их регулируется путем изменения высоты тяг или установки подкладок под опоры, при этом необходимо соблюдать проектный уклон.

Присоединение смонтированного участка к трубопроводу должно выполняться без натяга и перекоса во фланцах.

Монтаж паропроводов высокого давления целесообразно вести на постоянных подвесках, временно преобразованных в жесткие (путем закрепления пружин стяжками).

В смонтированном трубопроводе проверяют положение его на опорах: на неподвижной опоре труба должна плотно прилегать к подушке без зазоров, а хомут — к телу трубы; неподвижные опоры не должны препятствовать свободному перемещению трубопроводов при его тепловом удлинении; в них не должно быть перекосов и заеданий подвижных частей.

Следует проверить отсутствие защемлений смонтированного трубопровода в местах прохода через стены, перекрытия, площадки и возможность перемещения при тепловом его удлинении.

Дренажи должны быть смонтированы в соответствии с проектом в нижних точках трубопровода, а также на тупиковых его участках. Вентили и краны для выпуска воздуха устанавливают в верхних точках трубопровода.

При необходимости в трубах дополнительных отверстий сверление выполняют не на проектный размер отверстия, а на диаметр, меньший на 2—3 мм. Затем бобышку или штуцер приваривают к трубе, после чего производят сверление отверстия на проектный диаметр.

На паропроводе, работающем при температуре пара 450°С и выше, в местах, предусмотренных проектом, приваривают реперы для замера остаточных деформаций в результате длительной работы в области высоких температур.

Если в чертежах трубопровода предусмотрено выполнение холодной растяжки, то ее производят после сварки и термообработки всех монтажных стыков.

В стык, оставленный для холодной растяжки, временно вставляют металлическое кольцо шириной, соответствующей величине холодной растяжки. После удаления вставки участок трубопровода лебедкой подтягивают на величину холодной натяга.

При холодной растяжке П-образного компенсатора сборку трубопровода осуществляют вместе с компенсатором, в одном из монтажных стыков оставляют зазор, равный заданной величине растяжки компенсатора. Во избежание перекоса не следует использовать для растяжки стык, непосредственно прилегающий к компенсатору. Холодную растяжку компенсатора следует выполнять после закрепления трубопровода в неподвижных опорах.

При выполнении натяга во фланцевом соединении последний собирают без постоянных прокладок и стягивают временными удлиненными шпильками, установленными в болтовых отверстиях через одно. Перед окончательной затяжкой фланцевого соединения, на котором выполнен холодный натяг трубопровода, устанавливают прокладку. О выполнении холодной растяжки трубопровода делают запись в монтажном журнале.

Отверстие диафрагмы должно быть расположено навстречу потоку среды и строго соосно с трубопроводом. Смещение оси суживающего устройства относительно оси трубопровода не должно превышать 0,6 мм при $D \leq 200$ мм, 1 мм при $D = 200 \div 500$ мм и 2 мм при $D = 500 \div 1000$ мм.

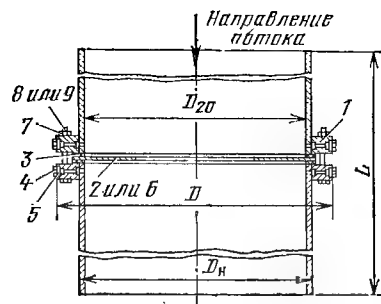


Рис. 9.1. Установка монтажного кольца или дисковой диафрагмы. 1 — фланец с патрубком; 2 — кольцо монтажное; 3 — прокладка; 4 — пробка; 5 — прокладка; 6 — диафрагма ГОСТ 14322-77; 7 — гайка; 8 — болт; 9 — шпилька.

Трубы, привариваемые к блоку измерительной диафрагмы, подбираются с внутренним диаметром, равным или большим внутреннего диаметра патрубков, овальность труб допускается минимальная. Максимальное отклонение диаметра (эллипсность) труб не должно превышать $\pm 0,3\%$ среднего значения при измерении не менее чем в четырех диаметральных направлениях. Для $p_y = 100 \div 400$ овальность по внутреннему диаметру допускается не более 1,3 мм.

Если внутренний диаметр привариваемых труб превышает внутренний диаметр патрубков, производят конусную расточку

следних с уклоном 1:10 до внутреннего диаметра привариваемой трубы.

Камерные диафрагмы устанавливают так, чтобы со стороны входа рабочей среды была камера с выступом, а со стороны выхода — с впадиной. До продувки (промывки) трубопровода в камерных диафрагмах вместо диска ставят монтажную шайбу; сварные измерительные сопла и диафрагмы устанавливают на трубопровод после его продувки (промывки).

Фланцевые соединения для дисковых диафрагм трубопроводов с $p_y \leq 25$ кгс/см², $t \leq 350^\circ\text{C}$, D_y 400—1400 изготавливают по ОСТ 34-42-504-80 (рис. 9.1), фланцевые соединения для камерных измерительных диафрагм трубопроводов с $p_y \leq 25$ кгс/см², $t \leq 350^\circ\text{C}$, D_y 50—500 мм изготавливают по ОСТ 34-42-490-80.

В комплект фланцевого соединения входят: для дисковой измерительной диафрагмы — фланцы с патрубком, прокладки, крепежные детали, монтажное кольцо; для камерной диафрагмы — монтажная шайба, фланцы с патрубками, прокладки и крепеж.

Диск дисковой диафрагмы, входная и выходная камеры и диск камерной диафрагмы входят в поставку измерительного прибора.

По окончании монтажа каждого трубопровода производят поузловую приемку, при которой проверяют:

соответствие положения трубопровода проекту с учетом заданного уклона;

законченность сварки, термообработки и контроля качества сварных стыков;

наличие дренажных и сливных линий, правильность их прокладки и присоединения к основным трубопроводам и бакам;

наличие воздушников и правильность их размещения;

наличие штуцеров для КИП и А, бобышек для замера ползучести и реперов для замера тепловых расширений трубопровода;

соответствие проекту места расположения и типа опор и подвесок, правильность их закрепления;

наличие зазоров между трубопроводами, строительными конструкциями и оборудованием, необходимых для свободного теплового расширения трубопроводов;

удалены ли с трубопровода все монтажные приспособления.

Поузловую приемку трубопроводов оформляют актом с учетом представителей монтажной организации и заказчика.

Гидравлическому испытанию давлением $1,25 p_{\text{раб}}$ подвергают все смонтированные трубопроводы, за исключением выхлопных. Для паропорных питательных трубопроводов за рабочее давление принимается напор, который могут развить питательные насосы при закрытой задвижке на нагнетательной линии. Для главных паропроводов за рабочее давление принимается номинальное давление на выходе из котла (за пароперегревателем).

При контроле качества соединительного сварного стыка паропровода или питательного трубопровода с действующей магистралью в случае наличия между ними только одной отключающей задвижки гидравлическое испытание может быть заменено просвечиванием сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами.

Гидравлическое испытание трубопроводов производится при положительной температуре окружающего воздуха. Пробное давление выдерживается в течение 5 мин, после чего снижается до рабочего, при котором производят осмотр трубопровода с обстукиванием сварных швов молотком массой не более 1,5 кг.

Результаты гидравлического испытания считаются удовлетворительными, если во время испытания не наблюдалось падения давления по контрольному манометру, а в сварных швах, трубах, корпусах аппаратуры и фасонных частях не обнаружено признаков разрыва, течи и запотевания, а также видимых остаточных деформаций.

Дата проведения гидравлического испытания устанавливается по согласованию с местным органом Госгортехнадзора СССР, который по вызову дирекции ТЭС направляет инженера-контролера для проведения испытания. Результат испытания и срок следующего освидетельствования и испытания заносят в паспорт трубопровода за подписью инженера-контролера.

В случае неявки инженера-контролера в установленный срок владелец трубопровода может произвести освидетельствование по разрешению местного органа Госгортехнадзора СССР под свою ответственность.

Трубопроводы 1-й категории D_y более 70 мм, а также трубопроводы 2-й и 3-й категорий D_y более 100 мм подлежат регистрации в местных органах Госгортехнадзора СССР. Другие трубопроводы, на которые распространяется действие Правил, подлежат регистрации на предприятии — владельце трубопровода.

Для регистрации трубопровода в местном органе Госгортехнадзора СССР монтажной организацией оформляется и передается дирекции ТЭС следующая документация:

свидетельство об элементах трубопровода;
свидетельство о монтаже трубопровода;
исполнительная схема трубопровода с указанием диаметров и толщин труб, расположения опор, компенсаторов, арматуры, спускных, продувочных и дренажных устройств, а также сварных стыков с указанием расстояний между ними. Для паропроводов из углеродистой и молибденовой стали, работающих при температуре пара 450°С и выше, из хромомолибденованадиевых сталей при температуре пара 500°С и выше и из высоколегированных сталей при температуре пара 540°С и выше указывают расположение реперов для наблюдения за ползучестью и расположение контрольных участков для наблюдения за изменениями структуры металла;
данные стилокопического анализа;
акт приемки трубопровода эксплуатирующей организацией от монтажной организации.

Если в процессе монтажа имели место отступления от чертежей, то в передаваемые дирекции ТЭС чертежи вносят все отступления, согласованные с заказчиком и проектной организацией.

На трубопроводы всех категорий, подведомственные Госгортехнадзору СССР, но не регистрируемые в местных его органах, техническая документация оформляется монтажной организацией так же, как и на регистрируемые трубопроводы.

Разрешение на эксплуатацию вновь смонтированных трубопроводов, подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора СССР, выдается участковым инспектором Госгортехнадзора СССР на основании акта приемки трубопровода владельцем, а также технического освидетельствования трубопровода.

Разрешение на эксплуатацию трубопроводов, регистрируемых владельцем, выдается на основании проверки документации и результатов проведенного освидетельствования лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие трубопровода.

Результаты освидетельствования трубопровода и разрешение на эксплуатацию и пуск их в работу записываются в паспорте трубопровода лицом, производившим соответствующее освидетельствование или проверку.

9.12. ОПОРЫ И ПОДВЕСКИ И ИХ МОНТАЖ

С 1 января 1982 г. введен в действие ОСТ 108.275.51-80 на сборочные единицы и детали подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС на следующие группы трубопроводов в зависимости от марок сталей:

I группа — трубопроводы из бесшовных труб наружным диаметром 57—720 мм хромомолибденованадиевых сталей по ОСТ 320.103-78 с параметрами среды (табл. 9.37, рис. 9.2):

p , кгс/см ²	140	140	140	100	41	255
t , °С	560	545	515	540	545	545

II группа — трубопроводы из бесшовных труб наружным диаметром 57—720 мм из углеродистой и кремнемарганцовистых сталей по ОСТ 24.320.102-78 (для ТЭС) с параметрами среды:

p , кгс/см ²	380	240	185	76	44	40
t , °С	280	250	215	145	340	440

Таблица 9.37. Область применения опор и подвесок трубопроводов для ТЭС и АЭС (по ОСТ 108.275.51-80)

Типы подвесок и номер эскиза на рис. 9.2	ОСТ	Диаметр наружный D_n , мм	Группа трубопроводов
Блок хомутовый для горизонтальных трубопроводов: для ТЭС и АЭС (эскиз 1) для АЭС (эскиз 2)	ОСТ 108.275.52-80 ОСТ 108.275.53-80	57—720 57—325	I, II, III IV, $t_{ср} \leq 360^\circ \text{C}$
Блок с хомутовой опорой и опорной балкой для ТЭС и АЭС (эскиз 3)	ОСТ 108.275.54-80	159—194	I, II, III
Блок с хомутовой опорой и опорной балкой для ТЭС и АЭС (эскиз 4)	ОСТ 108.275.55-80	219—720	I, II, III
Блок хомутовый для вертикальных трубопроводов: для ТЭС (эскиз 5) для АЭС (эскиз 6)	ОСТ 108.275.56-80 ОСТ 108.275.57-80	57—720	I, II III, IV, $t_{ср} \leq 360^\circ \text{C}$
Приварной блок с опорной балкой для ТЭС и АЭС (эскиз 7)	ОСТ 108.275.62-80	530—1420	V
Хомутовый блок с траверсой: для ТЭС и АЭС (эскиз 8)	ОСТ 108.275.63-80	530—1420 325—720	V II, III
Хомутовый блок с траверсой: для ТЭС и АЭС (эскиз 9) для ТЭС и АЭС (эскиз 10)	ОСТ 108.275.64-80 ОСТ 108.275.65-80	57—720 57—325	I, II III, IV, $t_{ср} \leq 360^\circ \text{C}$

Продолжение табл. 9.37

Типы подвесок и номер эскиза на рис. 9.2	ОСТ	Диаметр наружный D_n , мм	Группа трубопроводов
Блок с хомутовой опорой и опорной балкой для АЭС (эскиз 11)	ОСТ 108.275.66-80	159	IV
Блок с хомутовой опорой и опорной балкой для АЭС (эскиз 12)	ОСТ 108.275.67-80	219—325	IV $t_{cp} \leq 360^\circ \text{C}$

III группа — трубопроводы из бесшовных труб наружным диаметром 57—630 мм из углеродистой и кремнемарганцовистых сталей по ОСТ 24.320.22-74 (для АЭС) с параметрами среды:

p , кгс/см ²	120	86	60
t , °C	250	300	275

IV группа — трубопроводы из бесшовных труб наружным диаметром 57—325 мм из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса по ОСТ 24.320.23-74 (для АЭС) с параметрами среды:

p , кгс/см ²	200	180	140	92	40	40	40
t , °C	290	360	335	290	450	290	200

V группа — трубопроводы из электросварных труб наружным диаметром 530—1420 мм из углеродистой стали по ТУ 14-3-808-78 (для ТЭС и АЭС) с параметрами среды:

p , кгс/см ²	25	12,5	10
t , °C	300	200	200

Характеристика пружинных блоков для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС по ОСТ 108.275.58-80 приведена в табл. 9.38 (рис. 9.3).

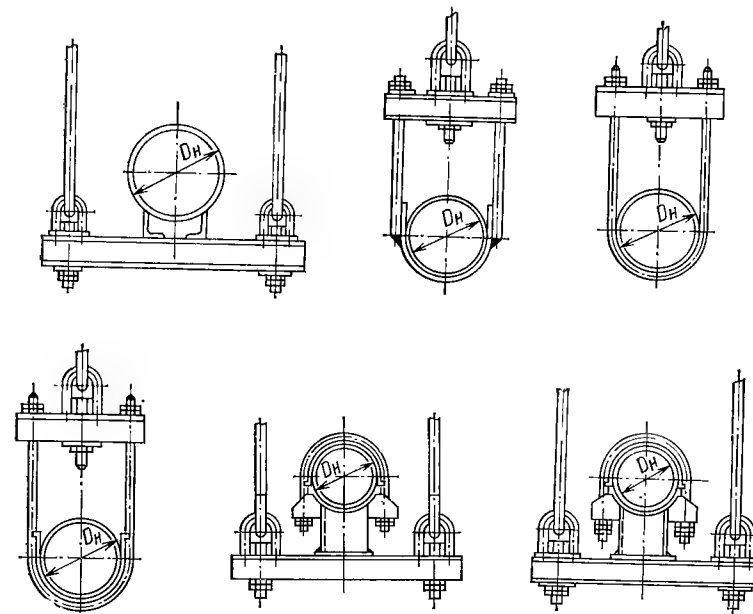
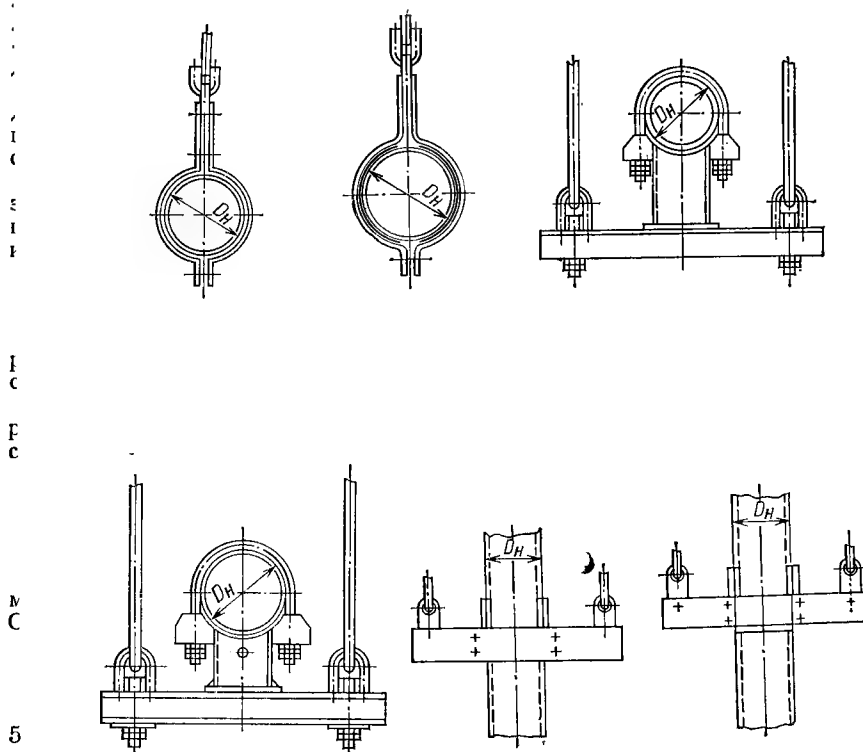


Рис. 9.2. Опоры и подвески трубопроводов ТЭС и АЭС.

Таблица 9.38. Характеристика блоков пружинных для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС

Обозначение		Сила пружины при рабочей деформации F_2 , кгс	Допускаемая сила при разгрузке пружины, кгс	Высота пружины в свободном состоянии H_0 , мм	Высота пружины в свободном состоянии для двойных пружинных блоков, мм	Диаметр тяги d , мм		Длина блока L , мм		
по ОСТ 108.275.58-80 (эскиз 1 и 2 рис. 9.3)	по ОСТ 108.275.59-80 (эскиз 3 рис. 9.3)					по ОСТ 108.275.58-80, ОСТ 108.275.59-80	по ОСТ 108.275.60-80	по ОСТ 108.275.58-80	по ОСТ 108.275.60-80	по ОСТ 108.275.59-80

С рабочей деформацией $F_2=70$ мм									
01	128	450	143	270	12		250	600	$F_2=210$ мм
02	278		151	284			300	600	550
03	534	1500	166	308	16	16	300	600	650
04	816		177	327		350	600	700	
05	1190	188	346	400		600	750		
06	1666	201	369	450		600	800		
07	2005	2400	226	414	20	24	440	600	700
08	2686	3400	221	399	20	27	450	600	800
09	3325	4500	277	507	20	30	500	800	850
10	4080	5500	289	528	24	30	500	800	1000
11	4955	8000	304	549	24	36	550	1000	1050
12	5960		284	508	27	36	500	1000	1050

С рабочей деформацией $F_2=140$ мм									
13	128	450	270	—	12		400	600	$F_2=280$ мм
14	278		284	—			450	600	—
15	534	1500	308	—	16	16	500	800	—
16	816		327	—		550	800	850	
17	1190	346	346	600		800	900		
18	1666	369	369	650		800	1000		
19	2005	2400	414	414	20	24	600	800	1000
20	2686	3400	399	399	20	27	700	800	1050
21	3325	4500	507	507	20	30	750	800	1250
22	4080	5500	528	528	24	36	800	1000	1300
23	4955	8000	549	549	24	36	800	1000	1200
24	5960		508	508	27	36	700	1000	1200

Стандарт устанавливает конструкцию и основные размеры пружинных блоков с силами от 128 до 5960 кгс при рабочих деформациях 70 и 140 мм, предназначенных для работы при температуре окружающей среды от -40 до $+120^\circ\text{C}$.

ОСТ 108.275.59-80 распространяется на двойные пружинные блоки для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС. Стандарт устанавливает конструкцию и основные размеры пружинных блоков с силами от 128 до 5960 кгс при рабочих деформациях 210 и 280 мм, предназначенных для работы при температуре окружающей среды от минус 40 до плюс 120°C .

ОСТ 108. 764.01-80 (табл. 9.39) распространяется на винтовые цилиндрические пружины сжатия для пружинных подвесок стационарных и турбинных трубопроводов ТЭС и АЭС. Материал — круглая горячекатаная сталь повышенной точности прокатки группы Б по ГОСТ

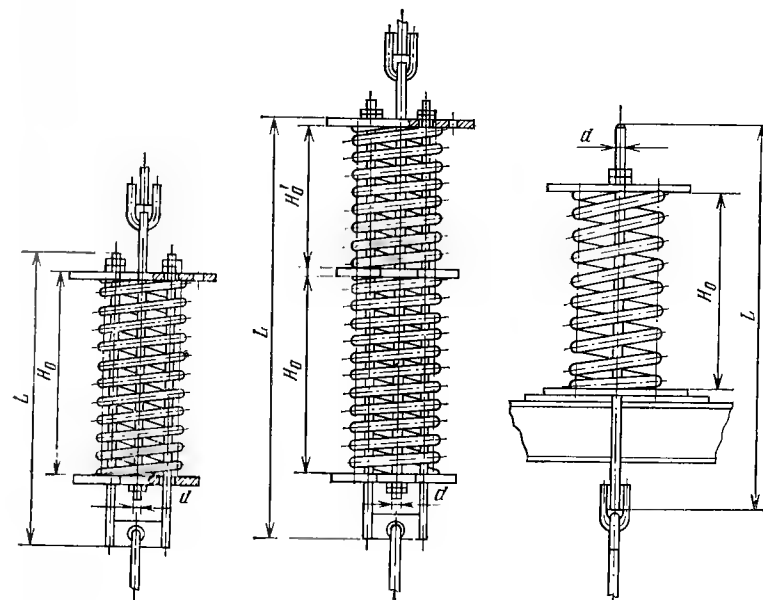


Рис. 9.3. Блоки пружин для подвесок трубопроводов ТЭС и АЭС.

2590-71 с техническими требованиями по ГОСТ 14959-69 для рессорно-пружинной стали марки 60С2.

Опоры и подвески трубопроводов устанавливаются и выверяются по окончании разметки трассы на выверенных металлоконструкциях, что обеспечивает правильное положение трубопровода при монтаже его и упрощает выверку.

Отклонение опорных конструкций под опоры от проектного положения не должно превышать в плане ± 10 мм, по отметкам — 10 мм, по уклону $\pm 0,001$.

Тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых перемещений, устанавливаются отвесно, а имеющих тепловые перемещения, — с уклоном в сторону, обратную направлению теплового перемещения трубопровода, равного половине теплового перемещения.

При установке скользящей опоры рабочая ее поверхность должна быть параллельна оси трубы, а также должна допускать поперечное смещение в результате теплового расширения. Корпус опоры сдвигают на величину теплового перемещения трубопровода по отношению опоры в сторону, обратную его направлению. Опора должна всей плоскостью лежать на рабочей поверхности плиты.

Таблица 9.39. Пружины цилиндрические винтовые по ОСТ 108.764.01-80

Обозначение по ОСТ	Сила пружины при рабочей деформации F_2 , кгс	Диаметр прутка d , мм	Внутренний диаметр пружины D , мм	Высота пружины в свободном состоянии H_0 , мм		Число витков, шт.	
				Номинальная	Допустимое отклонение	рабочее n	полное n_1
Пружины на рабочую деформацию $F_2 = 70$ мм							
01	128	10	93	143	+4,5	5	7
02	278	12		151			
03	534	16		113	166	-1,5	4
04	816	18	177		+5,5		
05	1190	20	188				
06	1666	22	201			-1,5	
07	2005	24	138	226	-1,5	4,5	6,5
08	2686	28		221		3,5	5,5
09	3325	32		138	277	+7,0	4,5
10	4080	34	289		-2,0		
11	4955	36	304				
12	5960	40	165	284		3,5	
Пружины на рабочую деформацию $F_2 = 140$ мм							
13	128	10	93	270	+7,0	10	12
14	278	12		284			
15	534	16		113	308	-2,0	8
16	816	18	327				
17	1190	20	346		+9,0		
18	1666	22	369			-3,0	
19	2005	24	138	414	-3,0	9	11
20	2686	28		399		7	9
21	3325	32		138	507	+11,0	9
22	4080	34	528				
23	4955	36	549		-5,0		
24	5960	40	165	508		7	9

Скользящие поверхности подвижных опор, кадки и шарнирные обоймы натирают графитом для уменьшения трения.

Направляющие плиты хомутовых скользящих направляющих опор приваривают к опорной металлоконструкции прерывистым швом длиной не менее 100 мм.

Затяжки пружин (рис. 9.3) на опорах и подвесках определяются расчетным путем при проектировании и указываются в рабочих чертежах. Пружины изготавливают из стали марки 60С2 или 60С2-А.

Регулировка пружин производится по «Инструкции по монтажу и регулировке пружинных креплений трубопровода» (ОРГРЭС, 1974).

Для крепления тяжелых и ответственных трубопроводов затяжку пружин производят предварительно на прессе на величину, указанную

Таблица 9.40. Допуски на изготовление цилиндрических винтовых пружин

Наименование	Допуск
Отклонение от числа рабочих витков для пружин с числом рабочих витков: до 6 до 12	$\leq \pm 0,25$ витка $\pm 0,5$ витка
Неравномерность зазоров между витками от теоретической величины зазора	$\leq 10\%$
Зазоры между концами опорных витков и рабочими витками	$\leq 1/4$ зазора между рабочими витками
Отклонение опорной поверхности пружины от перпендикулярности к ее оси	$\leq 2\%$ свободной высоты пружины
Выход витков за пределы наружного и внутреннего диаметров пружины	$\leq 2\%$ наружного диаметра пружины

в чертеже, затем затянутые пружины закрепляют стяжками, приваренными к обоим, и устанавливают на место в соответствующей опоре и подвеске. Срезка стяжек может быть произведена только после выполнения холодной растяжки трубопровода, гидравлического испытания, установки реперов и наложения изоляции.

При приемке пружин проверяют наличие сертификата, характеристику и соответствие их размеров (табл. 9.40). Зазоры между витками пружины в свободном состоянии должны быть равномерными, опорные витки пружины поджаты к рабочим виткам, а опорные поверхности пружины перпендикулярны ее оси.

9.13. КОМПЕНСАТОРЫ И ИХ МОНТАЖ

Тепловое удлинение трубопровода, мм, определяется по формуле

$$l = \frac{k(t - t_n)L}{100},$$

где k — коэффициент линейного расширения 1 м трубы при нагреве ее до 100°C (табл. 9.41); t — температура среды, $^\circ\text{C}$; t_n — температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$; L — длина трубопровода, м.

Компенсация теплового удлинения трубопровода может осуществляться за счет упругого изгиба трубопровода (самокомпенсации) или путем установки гнутых, линзовых и сальниковых компенсаторов. На трубопроводах с температурой среды менее 80°C компенсаторы не

ставятся, так как тепловые удлинения незначительны и могут быть поглощены за счет прогиба прямых участков.

Для трубопроводов 3- и 4-й категорий с наружным диаметром свыше 465 мм разрешается применять П-образные компенсаторы со сварными секторными отводами. П-образные компенсаторы со штам-

Таблица 9.41. Коэффициент линейного расширения труб, мм/(м·°С)·10³

Марка стали	Температура, °С						
	50	100	200	300	400	500	600
10	12,0	12,4	13,2	13,9	14,5	14,85	15,1
20	11,8	12,25	13,05	13,75	14,35	14,75	15,05
12Х1МФ	11,7	12,4	13,0	13,6	14,0	14,4	14,7
15Х1М1Ф	—	11,2	11,7	12,5	13,0	13,5	13,7
15ГС	—	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	—

поварными отводами разрешаются при условии 100%-ного контроля сварных соединений методами неразрушающего контроля.

Компенсаторы линзовые осевые и шарнирные на $p_y \leq 16$ кгс/см² с уменьшенной высотой линзы до 75 мм изготавливаются по следующим нормам:

D_y 400—1400 мм по ОСТ 34-42-309-76 — ОСТ 34-42-312-76 (осевые), ОСТ 34-42-313-76 — ОСТ 34-42-316-76 (шарнирные);

D_y 100—350 мм и 1600—2200 мм по ОСТ 34-42-325-77 — ОСТ 34-42-328-77 (осевые), ОСТ 34-42-329-77 — ОСТ 34-42-332-77 (шарнирные).

Компенсаторы линзовые осевые полуразгруженные на $p_y \leq 16$ кгс/см² изготавливаются по ОСТ 34-42-441-78 — ОСТ 34-42-443-78.

Технические требования на линзовые компенсаторыложены в ОСТ 34.42.317-76. Компенсирующая способность одной линзы:

p_y , кгс/см²	6	10	16	10 и 16	16
D_y , мм	400—1400	400—600	500—600	700—1400	400—500
Δ , мм	8	7	7	5	5

При установке шарнирных компенсаторов должна соблюдаться перпендикулярность оси шарниров к плоскости изгиба трубопровода.

Несоосность относительно общей оси при $D_y=400—800$ мм допускается не более 3 мм, (при D_y) свыше 800 мм — не более 8 мм.

Сальниковые компенсаторы изготавливаются односторонние ($D_y=100÷1400$ мм) и двусторонние ($D_y=100÷800$ мм) и применяются в тепловых сетях при давлении до 25 кгс/см², для воды при температуре до 200°С, для пара при температуре до 300°С.

Для набивки сальников при температуре до 300°С применяется шнур АПР ГОСТ 5152-66*, при температуре до 200°С — шнур АПП.

Для среды с температурой до 150°С между асбестовыми кольцами укладывают два кольца из теплостойкой резины типа Т со сред-

ней твердостью С по ГОСТ 7338-65** так, чтобы со стороны гнуд-буксы перед ними находилось одно-два асбестовых кольца.

Компенсирующая способность: односторонних сальниковых компенсаторов 250 мм при $D_y=100÷175$ мм; 200—400 мм при $D_y=200—350$ мм; 300—600 мм при $D_y=400÷1000$ мм; двусторонних 400—1000 мм при $D_y=200—350$ мм.

При установке сальниковых компенсаторов соблюдается строгая соосность патрубка и корпуса компенсатора. Патрубок должен входить в корпус на длину 20—30 мм для обеспечения расчетной компенсирующей способности. При этом между упорным кольцом на стакане и упором в корпус оставляется зазор 30—60 мм для компенсации длины трубопровода при понижении его температуры против температуры во время монтажа.

Гнутые и линзовые компенсаторы на участках с самокомпенсацией после закрепления неподвижных опор подвергаются растяжке на величину, указанную в проекте. При температуре среды менее 400°С растяжку производят на половину расчетной величины теплового удлинения трубопровода, а при температуре среды более 400°С — на полную величину.

Перед растяжкой должна быть закончена сборка и термообработка (если она требуется) всех стыков, расположенных на данном участке трубопровода.

9.14. МОНТАЖ АРМАТУРЫ

Вся арматура должна иметь маркировку завода-изготовителя и отличительную окраску согласно ГОСТ 4665-62*. К арматуре прикладывается технический паспорт завода-изготовителя с указанием рабочих параметров, материала основных деталей и результатов испытаний.

При необходимости проверки прочности и плотности арматуры перед монтажом испытание на прочность производят пробным давлением по ГОСТ 356-80, на плотность — давлением, равным условному, если арматура изготовлена на p_y и давлением, превышающим рабочее на 25%, если арматура изготовлена на определенные параметры среды.

Арматуру, установленную на трубопроводы, находящиеся под разрежением, проверяют на плотность давлением не ниже 1,5 кгс/см².

Дроссельную и регулируемую арматуру на плотность затвора не проверяют (табл. 9.42).

Арматура, в которой обнаружены трещины, раковины и свищи в корпусе или трещины на уплотнительных поверхностях затвора или корпуса, а также вмятины, риски и забоины глубиной более 0,15 мм подлежат замене. Для набивки сальника рекомендуются материалы по ГОСТ 5152-66* (табл. 9.43).

При монтаже арматуры должны выполняться указания заводоизготовителя относительно положения ее на трубопроводе (табл. 9.44).

Клапаны обратные подъемные устанавливаются на горизонтальных участках крышкой вверх с подачей среды под тарелку (снизу вверх). Клапаны обратные вертикальные устанавливаются на вертикальных участках с подачей среды под тарелку (снизу вверх), клапаны обратные поворотные — на горизонтальных участках крышкой вверх, на вертикальных — диском вниз с направлением среды под диск. Клапаны обратные подъемные тарельчатые и каплевидные устанавливаются на вертикальных участках седлом вниз.

Импульсно-предохранительные устройства, состоящие из главного предохранительного клапана и импульсного клапана, изготавливаемые ВАЗ, аварийные импульсные устройства, изготавливаемые БКЗ, рычажные и пружинные предохранительные клапаны, изготавливаемые ТКЗ,

Таблица 9.42. Нормы герметичности затворов паровой и водяной арматуры — пропуск воды, см³/мин (ГОСТ 9544-75)

Вид арматуры	D _y , мм													
	10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150	200	
Вентили Запорная ар- матура (кро- ме вентилей)	0,02	0,03	0,04	0,06	0,09	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,0	1,5	
	0,03	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,1	1,6	2,2	3	4,5	

Продолжение табл. 9.42

Вид арматуры	D _y , мм											
	200	300	350	400	500	600	800	1000	1200	1400	1600	2000
Вентили Запорная ар- матура (кроме вентилей)	2,0	2,5	3,0	4,0								
	6,5	8	11	13	17	24	35	50	65	80	100	140

Примечания: 1. Пропуск испытательной среды указан при прямо-сдаточных испытаниях условным или рабочим давлением по ГОСТ 356-80 при температуре испытательной среды 20±10° С.

2. Нормы герметичности затворов при испытании запорной арматуры керосином в 1,5 раза меньше указанных в таблице, но не менее 0,01 см³/мин.

устанавливаются на горизонтальных участках трубопроводов в строго вертикальном положении.

Недопустима установка импульсного клапана в местах, подвергающихся толчкам и вибрациям. Импульсные трубки, связывающие импульсный клапан с главным предохранительным, присоединяют к обоим клапанам на фланцах.

Значительные усилия в момент открытия предохранительного клапана и склонность к вибрации всей системы требуют жесткого крепления корпуса клапанов. На них не должны передаваться дополнительные нагрузки от выхлопных труб. Отводы к предохранительным клапанам должны иметь уклон в сторону главного паропровода, в нижней части выхлопной трубы около предохранительного клапана делают свободный слив. Крепление выхлопной трубы должно быть таким, чтобы реакция струи выходящего пара не передавалась на корпус клапана.

Конденсационные горшки БКЗ на $p_y=6$ и $p_y=100$ кгс/см² устанавливаются строго вертикально, конденсат должен поступать в них самотеком. Конденсатоотводчики с термостатом на $p_y=6$ кгс/см² и $p_y=10$ кгс/см² устанавливаются в любом рабочем положении.

Таблица 9.43. Область применения сальниковых набивок (по ГОСТ 5152-77 *)

Среда	Параметры среды		Тип сальниковой набивки
	давление (до), кгс/см²	температура (до), °С	
Пар	10	130	Плетеная тальковая сухая (ТС)
	45	100	Плетеная асбестовая сухая (АС)
	100	400	Скатанная прорезиненная асбестовая (ПА) или асбестометаллическая (ПАМ)
	100	510	Асбестовая пушонка, асбестовые кольца, втулки из чушейчатого серебристого графита
	255	585	Асбестовые кольца, пропитанные графитом, с прослойкой серебристого чушейчатого графита, графито-слодяная с цинком (ГСЦ) или алюминием (ГСА)
Вода, пар	300	650	Графито-слодяная с цинком или алюминиевая
	200	300	Манжеты асбестовые (МА)
Вода	10	130	Плетеная тальковая сухая (ТС) и пропитанная (ТП)
	160	100	Плетеная хлопчатобумажная (ХБП), пеньковая сухая (ПС) и пропитанная (ПП), скатанная прорезиненная хлопчатобумажная (ПХБ) и льняная (ПЛ), манжеты хлопчатобумажные (МХБ) и льняные (МЛ)
	230	230	Плетеный асбестовый шнур «Рациональ» и асбестовая пушонка (40% распущенного асбеста и 60% графита)
Газ	45	300	Плетеная асбестовая сухая (АС) и асбестопроволочная (АПР)

Среда	Параметры среды		Тип сальниковой набивки
	давление (до), кгс/см ²	температура (до), °C	
Топливо нефтяное	30	100	Плетеная хлопчатобумажная пропитанная (ХБП), пеньковая сухая (ПС) и пропитанная (ПП), асбестомаслостойкая (АМБ), асбестовая пропитанная (АП)
Сжатый воздух, масла	160	100	Плетеная хлопчатобумажная сухая (ХБС) и пропитанная (ХБП), пеньковая сухая (ПС) и пропитанная (ПП)

Таблица 9.44. Правила установки арматуры на трубопроводах

Тип арматуры	Условный проход, мм	Давление среды	Направление среды	Положение шпинделя
Вентили запорные	10—80	Среднее, высокое	С любой стороны	С маховиком или шарниром Гука — любое положение на горизонтальном и вертикальном трубопроводе
	100, 150	Среднее, высокое	На тарелку	С цилиндрической приводной головкой — на горизонтальном трубопроводе шпинделем вверх
Задвижки	100—300	Среднее, высокое	С любой стороны	С конической приводной головкой — на горизонтальном трубопроводе шпинделем вверх и на вертикальном, с электроприводом — на горизонтальном участке шпинделем вверх

Тип арматуры	Условный проход, мм	Давление среды	Направление среды	Положение шпинделя
Вентили запорные	25—200	Низкое	Без обвода — под золотник, с внутренним обводом — на золотник	Любое на горизонтальном и вертикальном трубопроводах
Вентили регулирующие и дроссельные игольчатые	10—50	Низкое, среднее, высокое	Под иглу (на тарелку)	То же
Клапаны регулирующие питательные поворотные	50—100	Среднее, высокое	На гильзу золотника	То же
Клапаны регулирующие и дроссельные игольчатые	10—50	Среднее	Под иглу (под клапан)	На горизонтальном трубопроводе шпинделем вверх
Клапаны регулирующие и дроссельные шиберные	20—250	Высокое	По стрелке на корпусе	То же
Клапаны постоянного расхода и регулирующие золотникового типа	20—100	Среднее, высокое	Через средний патрубков	То же

Тип арматуры	Условный проход, мм	Давление среды	Направление среды	Положение шпинделя
Регуляторы питания и перелива	80, 100	Низкое	Под золотник	Продольная ось поплавковой камеры должна быть вертикальной
Регулятор уровня	50, 80	То же	То же	Ось золотника горизонтально
Задвижки	50—1600	Низкое, среднее	С любой стороны	На горизонтальном трубопроводе шпинделем вверх или горизонтально, на вертикальном трубопроводе

Клапаны дроссельные на $p_{раб}=255 \text{ кгс/см}^2$ и $t=565^\circ \text{C}$ для блоков 300 МВт изготавливают в разных исполнениях, отличающихся конфигурацией и площадью отверстий в шибере, поэтому при их уста-

Таблица 9.45. Пределы применения чугунной арматуры

Давление среды p_y , кг/см ²	Температура среды, °C, не выше	D_y , мм, не более	ГОСТ и марка чугуна
16	300	80	ГОСТ 1215-59 не ниже марки КЧ 30-6
10	200	300	ГОСТ 1412-70 не ниже марки СЧ 15-32
6	120	600	То же
2,5	120	1600	То же

новке руководствуются номером исполнения, указанным в проекте и на фланце корпуса после номера чертежа.

Перед приваркой задвижки к трубопроводу необходимо приоткрывать ее затвор для уменьшения напряжений на уплотнительных кольцах из-за неравномерного прогресса деталей задвижки в процессе сварки.

Область применения чугунной арматуры согласно Правилам Госгортехнадзора СССР приведена в табл. 9.45.

В зависимости от назначения арматуры и параметров среды в трубопроводе применяются следующие приводы арматуры: ручные местные или дистанционные, электроприводы встроенные или колонковые.

Для управления арматурой в труднодоступных местах устанавливаются дистанционные ручные приводы, которые в зависимости от конкретных условий могут применяться с различной компоновкой осевых узлов — колонок группового привода, приводных колонок, приводных консолей, шарнирных муфт, коробок перемены направлений, шарнирных узлов и компенсаторов. Трубы, связывающие шарнирные муфты, могут иметь наклон не более 30° . Колонку дистанционного управления следует крепить к перекрытию сквозными болтами с последующей цементной подливкой.

При монтаже арматуры с электроприводом необходимо обеспечить доступ к маховику привода, местам смазки, коробке конечных выключателей. Перед включением электропривода в работу необходимо заполнить корпус редуктора автолом, а масленки тщательно набить солидолом.

Установка арматуры из серого чугуна независимо от способа прокладки трубопроводов допускается при температуре наружного воздуха не ниже -10°C , а из ковкого — не ниже -30°C . Применение арматуры из серого чугуна на спускных линиях запрещается.

9.15. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ ДЛЯ АЭС

Ответственность за сохранность блоков и деталей трубопроводов несет заказчик, а после приемки в монтаж — монтажная организация.

Блоки и детали трубопроводов заводской поставки и трубы из коррозионно-стойкой стали при хранении должны быть плотно закрыты инвентарными заглушками. Применение деревянных пробок не разрешается. Не допускается контакт изделий из коррозионно-стойкой стали с черными металлами.

Арматура, дроссельные и сужающие устройства, приводы арматуры с колонками дистанционного управления хранятся в закрытом неотапливаемом складе. В закрытом отапливаемом складе хранится арматура, если это оговорено заводской документацией по ее хранению.

При сборке укрупненных блоков поверхности трубопроводов и арматуры предохраняют от ударов и царапин. Переносные козлы, каретки, центrovочные приспособления в местах контакта с трубопроводом облицовывают коррозионно-стойкой сталью, не допуская поврежденной поверхности трубопроводов.

Снятые заглушки с торцов блоков, труб, арматуры и фасонных деталей производится непосредственно перед их стыковкой.

Перед сборкой следует произвести проверку габаритных размеров заводских элементов. Торцы стыкуемых деталей осматривают на отсутствие дефектов (трещин, забоин и т. д.) и на расстоянии не менее 20 мм от стыковочной кромки обезжиривают с внешней и внутренней стороны растворителем.

Строительные помещения, сдаваемые под монтаж, принимаются монтажной организацией по акту.

Строительные конструкции помещений, принимаемых под монтаж трубопроводов I и II категорий по ПК 1514-72, окрашивают. Предусматриваемая в помещениях облицовка выполняется до монтажа

трубопроводов. Для монтажа трубопроводов III категории допускается ограничиться грунтовой.

В процессе монтажа трубопроводов из коррозионно-стойкой стали должна поддерживаться чистота в помещениях. Запрещается одновременное производство строительных работ. При монтаже трубопроводов I и II категорий систематически производится мокрая уборка помещений.

Монтаж трубопроводов должен производиться в строгом соответствии с проектом производства работ.

По очередности рекомендуется первым производить монтаж вертикальных участков трубопроводов для того, чтобы завершающим было выполнение стыков на горизонтальных участках.

Опоры и подвески из углеродистой стали в местах контакта с трубопроводом из коррозионно-стойкой стали должны иметь прокладки из коррозионно-стойкой стали толщиной 4—6 мм.

Монтажные припуски обрезаются и обрабатываются под сварку механическим способом.

Допускается подготовка кромок плазменной резкой с последующей зачисткой наждачным кругом до полного удаления следов резки на глубину не менее 1 мм.

При приварке к трубопроводу арматура должна быть полностью открыта.

При выполнении холодного натяга следует учитывать возможную поперечную утяжку (если она не учтена при расчете натяга) сварного соединения:

Наружный диаметр D_n , мм	560	325—245	219	159 и менее
Поперечная усадка, мм	6	4	3	

Гидравлические испытания и промывка трубопроводов осуществляются по специальным программам, разрабатываемым наладочной организацией и согласованным с монтажной организацией.

9.16. МОНТАЖ ГАЗОПРОВОДОВ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

К работе по монтажу и эксплуатации газопроводов допускаются рабочие, обученные безопасным методам работ и сдавшие экзамен.

Для сооружения газопроводов применяются бесшовные или шовные трубы из малоуглеродистых и низколегированных сталей с максимальным содержанием углерода не более 0,27% и минимальной величиной относительного удлинения 18% на пятикратных образцах. Допускается применение гнутых, литых и сварных фасонных и соединительных частей, а также крутоизогнутых отводов.

На газопроводах устанавливается отключающая арматура, специально предназначенная для газовой среды и рассчитанная на работу при давлении, соответствующем давлению в газопроводе.

Краны, устанавливаемые на газопроводах низкого давления, испытываются на прочность — водой или воздухом давлением 1 кгс/см² и на плотность корпуса, затвора и других элементов — давлением 2000 мм вод. ст.

При насухо притертых уплотнительных поверхностях падение давления в течение 5 мин не должно превышать 10 мм вод. ст.; при нормально смазанных уплотнительных поверхностях падение давления не допускается.

Задвижки газопроводов низкого давления при техническом осмотре испытываются на прочность водой или воздухом давлением 1 кгс/см²,

а на плотность затвора — заливкой керосином, при этом в задвижке в течение 10 мин не должно быть обнаружено пропусков керосина.

Запорную арматуру, устанавливаемую на газопроводах среднего и высокого давления, испытывают на прочность водой и на плотность воздухом. Испытание на прочность производится в течение 2 мин давлением, равным 1,5 $p_{\text{раб. макс}}$ принятого в проекте, но не ниже 3 кгс/см². Испытание на плотность задвижек и вентилей производят давлением, равным $p_{\text{макс}}$ установленному в проекте, а кранов — давлением 1,25 $p_{\text{раб.}}$, но не ниже 1 кгс/см².

Прокладки из паронита перед установкой проваривают в минеральном масле и смазывают графитом.

В качестве уплотнений для резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовым суриком или белилами, замешанными на натуральной олифе. Применение пеньки и заменителей натуральной олифы не допускается.

Набивку сальников производят асбестовым шнуром, пропитанным графитом, замешанным на минеральном масле.

При сборке узлов трубопроводов соблюдаются следующие требования:

установка во фланцевом соединении скошенных и разрезных прокладок или нескольких прокладок не допускается;

патрубки, привариваемые к трубам, не должны располагаться на сварном шве. Расстояние между швом и стенкой патрубка должно быть не менее 50 мм;

отклонение линейных размеров узлов трубопроводов от проектных не должно превышать 4 мм;

при укладке газопроводов на опоры сварные стыки должны отстоять от опор не менее чем на 300 мм для газопроводов диаметром до 200 мм и на 500 мм — диаметром более 200 мм. Продольные швы должны находиться выше опоры и с видимой стороны.

В местах прохода через стены и перекрытия газопроводы заключают в футляры, причем стыки располагают вне футляров. Пространство между газопроводом и футляром заполняют смоляным канатом с заделкой концов футляра битумом или цементным раствором. Пространство между футляром и стеной или перекрытием плотно заделывают цементным раствором или алебастром на всю толщину стенки или перекрытия.

При прокладке вблизи электропроводок расстояние между газопроводом и электропроводом или кабелем при параллельной прокладке устанавливают не менее 250 мм, а в местах пересечения — не менее 100 мм. Расстояние газопровода до предохранителей, групповых щитков, счетчиков и рубильников, установленных открыто или в нишах осветительных коробок, — не менее 500 мм.

Отключающая задвижка на вводе располагается на горизонтальном участке шишиделем вверх, вентили с ручным управлением — в любом положении, кроме вентилей со свободной висящим клапаном, которые могут устанавливаться только шишиделем вверх.

В местах проходов газопроводы прокладывают на высоте не менее 2,2 м от пола до низа трубы. Отклонение стоек от вертикального положения допускается не более 2 мм на 1 м длины трубопровода.

Импультные трубы для контрольно-измерительных приборов присоединяют к газопроводу сверху или сбоку.

Все вновь сооружаемые газопроводы испытывают на прочность и плотность (табл. 9.46).

Испытание газопроводов на прочность и плотность производится воздухом. Надземные и внутрицеховые газопроводы с давлением свыше 3 кгс/см² испытываются на прочность водой.

При проведении испытаний газопроводов применяются: при испытательном давлении до 1 кгс/см² — U-образные манометры, заполняемые водой или ртутью, свыше 1 кгс/см² — пружинные манометры класса не ниже 1,5 по ГОСТ 2405-72 при испытании на прочность и образцовые манометры по ГОСТ 6521-72; пружинные контрольные манометры или дифманометры при испытании на плотность.

Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность:

а) для подземных распределительных газопроводов и подвесок к зданиям (вводы) всех давлений — если фактическое падение давления за время испытания не превышает расчетной величины, определяемой по формулам:

для газопроводов одного диаметра

$$\Delta p = 300 T/D,$$

где Δp — расчетное падение давления, мм рт. ст.; D — внутренний диаметр газопровода, мм; T — продолжительность испытания, ч; для газопровода, имеющего участки с различным диаметром,

$$\Delta p = \frac{0,3 T (d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_n l_n)}{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n},$$

где $d_1, d_2, \dots, d_n$ — внутренние диаметры участков газопровода, м; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — длины участков газопровода, м.

Фактическое падение давления в газопроводе за время испытания, мм рт. ст., определяется по формуле

$$\Delta p = (H_1 + B_1) - (H_2 + B_2),$$

где H_1 и H_2 — показания манометра в начале и конце испытания, мм рт. ст.; B_1 и B_2 — показания барометра в начале и конце испытания, мм рт. ст.;

б) для наземных газопроводов всех давлений — при отсутствии в течение 30 мин видимого падения давления по манометру и утечек воздуха при проверке соединений обмыливанием;

в) для газопроводов в помещениях промышленных и коммунальных предприятий:

низкого давления — если падение давления не превысило 60 мм вод. ст. за 1 ч;

среднего давления (до 1 кгс/см²) — если падение давления за 1 ч не превысило 1,5%;

среднего и высокого давления (свыше 1 кгс/см²) — если фактическое падение давления ниже допустимого, расчет которого приводится ниже.

Фактическое падение давления в газопроводе за время испытания его на плотность, %, определяется по формуле

$$\Delta p = 100 \left(1 - \frac{p_{\text{кон}} t_{\text{нач}}}{p_{\text{нач}} t_{\text{кон}}} \right),$$

где $p_{\text{нач}}$ — сумма манометрического и барометрического давлений в начале испытания, кгс/см²; $p_{\text{кон}}$ — то же в конце испытания, кгс/см²; $t_{\text{нач}}$ — абсолютная температура воздуха в газопроводе в начале испытания, °C; $t_{\text{кон}}$ — то же в конце испытания, °C.

Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления, подсчитанное по приведенной формуле, не превышает

$$K = 50 T/D_{\text{вн}},$$

где K — допустимая величина падения давления, %; T — продолжи-

Таблица 9.46. Давление при испытании на прочность и плотность газопроводов согласно Правилам Госгортехнадзора СССР

Рабочее давление в газопроводе, кгс/см ²	Подземные и надземные (наружные) газопроводы				В помещениях промышленных и коммунальных предприятий				ГРП и ГРУ			
	на прочность		на плотность		на прочность		на плотность		на прочность		на плотность	
	давление, кгс/см ²	время, ч	давление, кгс/см ²	время, ч	давление, кгс/см ²	время, ч	давление, кгс/см ²	время, ч	давление, кгс/см ²	время, ч	давление, кгс/см ²	время, ч
Низкое до 0,05	3,0	1	1	Подземные — не менее 24 ч, надземные — не менее 30 мин	1	1	1000 мм вод. ст.	Не менее 1	3,0	1	1	12
Среднее: от 0,05 до 1,0	4,5	1	3	То же	2	1	1	Не менее 1	4,5	1	3	32
	4,5	1	3		4,5	1	3	Не менее 12	4,5	1	3	12
Высокое: от 3 до 6	7,5	1	6	То же	7,5	1	1,25 $p_{\text{раб}}$, но не более 6	Не менее 12	7,5	1	6	12
	15,0	1	12		15	1	1,25 $p_{\text{раб}}$, но не более 12	Не менее 12	15	1	12	12

тельность испытания, ч; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр испытуемого газопровода, мм.

Если испытуемый газопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр газопровода определяется по формуле

$$D_{\text{ср}} = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n},$$

где $D_1, D_2, \dots, D_n$ — внутренние диаметры участков газопроводов, мм;

$L_1, L_2, \dots, L_n$ — длины участков газопроводов, соответствующие указанному диаметру, м;

г) для ГРП (газораспределительного пункта) — если падение давления за 12 ч не превышает 1% начального давления.

Газопроводы перед пуском в них газа должны подвергаться контрольной опрессовке давлением 1000 мм вод. ст. Падение давления не должно превышать 60 мм вод. ст. в 1 ч.

Перед заполнением газом газопроводы должны продуваться до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяют путем анализа и сжигания отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1%, а содержание газа должно проходить спокойно, без хлопков.

После окончания монтажа и испытания газопроводы окрашивают масляной краской в светло-коричневый цвет.

Законченное монтажом и испытанное на прочность и плотность внутреннее газооборудование предъявляется монтажной организацией приемочной комиссии в составе заказчика (председатель комиссии), монтажной организации, эксплуатационной организации (горгаз) и Госгортехнадзора СССР.

Монтажная организация к началу работы комиссии должна предъявить техническую документацию в следующем объеме:

проект с внесенными в него изменениями, допустимыми при монтаже;

акты испытания газопроводов на прочность и плотность;

акт на проверку чистоты внутренней поверхности трубопроводов;

акты на скрытые работы.

При подземной прокладке газопроводы должны иметь заглубление: для осушенного газа — не менее 0,8 м от верха трубы до поверхности земли, для неосушенного газа — ниже глубины промерзания.

9.17. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ АЦЕТИЛЕНА, КИСЛОРОДА, СЖИЖЕННОГО ГАЗА

При прокладке газопроводов в траншее или над землей расстояние между ними, а также до ближайших трубопроводов должно быть не менее 250 мм.

Газопроводы неосушенных газов прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону влагонепроницаемого. В конечных точках надземной части газопроводов предусматриваются штуцера с заглушками или пробками для удаления воздуха при гидравлических испытаниях и для продувки газами с выводом их наружу.

Надземные газопроводы после очистки должны грунтоваться и окрашиваться масляной краской: кислородопроводы — в голубой цвет, ацетиленопроводы — в белый, трубопроводы других горючих газов — в красный цвет. Подземные газопроводы покрываются противокоррозионной изоляцией.

При прокладке газопроводов и установке газоразборных постов в главном корпусе соблюдаются следующие требования:

расстояние от газопроводов до горячих поверхностей, имеющих температуру выше 150°С, должно быть не менее 1 м, до изолированных проводов и электрокабелей — не менее 0,5 м, до оголенных проводов — не менее 1 м, до источников открытого пламени — не менее 1,5 м;

при проходе через засыпные стены или стены из поллого кирпича газопроводы укладывают в металлической трубе диаметром не менее

100 мм с кольцевым зазором между трубами не менее 20 мм. Зазор заполняют асбестом или другим негорючим волокнистым материалом. На участках газопроводов, проходящих через футляры, не допускаются сварные стыки.

Газопроводы должны быть защищены от действия статического электричества в соответствии с требованиями Правил защиты от статического электричества.

На местах потребления газов должны быть установлены газоразборные посты. Газоразборный пост для ацетилена должен быть оборудован водяным затвором и соответствующей запорной арматурой, а для кислорода — запорным вентилем и штуцером для присоединения редуктора.

Для газов — заменителей ацетилена вместо водяного затвора допускается установка обратного клапана конструкции, одобренной ВНИИавтогенмапп.

Газоразборные посты размещаются в металлических вентилируемых шкафах, закрываемых на замок и окрашенных масляной краской: для кислорода — в голубой цвет с надписью черными буквами «Кислород. Маслоопасно», для ацетилена — в белый цвет с надписью красными буквами «Ацетилен. Огнеопасно»; для других горючих газов (кроме водорода) — в красный цвет с надписью белыми буквами «Горючий газ. Огнеопасно».

Расстояние между шкафами ацетиленового и кислородного постов должно быть не менее 150 мм, и устанавливаться они должны на высоте не менее 600 мм от пола.

Ацетиленопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяются на три группы: низкого давления — до 0,1 кгс/см² включительно, среднего давления — от 0,1 до 1,5 кгс/см² включительно и высокого давления — свыше 1,5 кгс/см².

Внутренний диаметр труб ацетиленопроводов среднего давления не должен превышать 50 мм; для ацетиленопроводов низкого давления диаметр труб не ограничивается.

Толщина стенок труб определяется расчетом, но должна быть не менее: при надземной прокладке и наружном диаметре до 45 мм — 2,5 мм; от 45 до 76 мм — 3 мм; от 76 до 86 мм — 3,5 мм; от 89 до 133 мм — 4 мм; от 133 до 159 мм — 4,5 мм; для подземных трубопроводов толщина стенки должна быть на 1 мм больше против указанных.

Кислородопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяются на три группы: низкого давления — до 16 кгс/см², среднего — от 16 до 40 кгс/см² и высокого — 64 кгс/см² и выше.

Надземные кислородопроводы высокого давления монтируются из красного-медных или латунных труб по ГОСТ 617-72 и 494-76. При прокладке кислородопроводов высокого давления в грунте допускается применение стальных бесшовных труб.

В резьбовых соединениях кислородопроводов запрещается подмотка льна, пеньки или концов, а также промазка суриком и другими материалами, содержащими жиры. Допускается соединение посредством муфт с пропайкой или промазкой свинцовым глетом, замешанным на дистиллированной воде.

Сальниковую набивку в арматуре для кислорода выполняют из шнуrowого асбеста, предварительно прокаленного, а затем прографиченного, или из фторопласта-4.

На кислородопроводах высокого давления устанавливается латунная или бронзовая арматура, специально предназначенная для кис-

лорода. Арматура кислородопроводов перед установкой подлежит полной разборке, обезжириванию и просушке согласно типовым техническим условиям на обезжиривание оборудования, труб и арматуры кислородных установок ВНИИКИмаш и с учетом следующих основных требований.

В качестве основного растворителя для обезжиривания труб арматуры могут применяться четыреххлористый углерод технический после его однократной перегонки при сухом остатке не более 0,001%, трихлорэтилен (ГОСТ 9976-10), водные моющие растворы ВНИИКИмаш.

В отдельных случаях при отсутствии основных растворителей допускается применять дихлорэтан технический 1-го сорта (ГОСТ 1942-74).

Применяемые растворители должны удовлетворять требованиям соответствующих ГОСТ, что должно удостоверяться сертификатом и обязательно проверяться анализом заводской лаборатории.

Обезжириваемые трубы и арматура предварительно просушиваются.

Обезжиривание и просушка труб и арматуры производятся на открытом воздухе.

При работе с растворителями жиров и масел ввиду их токсичности должны выполняться Санитарные правила № 122/8-6 при работе с дихлорэтаном.

Перед началом монтажа кислородопровода все трубы проверяют внутренним и наружным осмотром на отсутствие на них следов жиров и масел. В случае обнаружения загрязнения трубы должны быть обезжирены растворителем и просушены. Трубы, подготовленные к монтажу, закрывают с обоих концов для предохранения от загрязнения деревянными пробками.

Ацетиленопроводы всех групп и кислородопроводы низкого и среднего давления монтируют из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78 и 8734-75*.

После монтажа до наложения изоляции подвергаются гидравлическому испытанию на прочность: ацетиленопроводы низкого и среднего давления — на давление, определяемое по формуле $P_{исп} = 13(P_{раб} + 1) - 1$, где $P_{исп}$ и $P_{раб}$ — соответственно испытательное и рабочее давление, кгс/см²; кислородопроводы — на давление 1,25 $P_{раб}$, но не менее 2 кгс/см².

После гидравлического испытания на прочность газопроводы подвергаются испытанию на плотность азотом или сжатым воздухом (для кислородопроводов воздух не должен быть загрязнен маслом) на давление: кислородопроводы — на рабочее, ацетиленопроводы — на 3 кгс/см².

После наложения изоляции или засыпки грунтом газопроводы в течение 10 мин продувают воздухом или азотом со скоростью 15—20 м/с для удаления окислы, воды и затем подвергают контрольному испытанию на плотность сжатым воздухом или азотом под давлением: для ацетиленопровода — 1,5 $P_{раб}$, но не менее 1 кгс/см², а для кислородопровода — $P_{раб}$.

Испытываемый ацетиленопровод выдерживается под давлением не менее 24 ч, а кислородопровод — не менее 12 ч, после чего определяют утечки, которые не должны превышать: для кислорода давлением до 1 кгс/см² — 1%, а давлением свыше 1 кгс/см² — 0,5%; для ацетилена — 0,5% в 1 ч от объема газа, находившегося в трубопроводе в начале испытания.

Утечка за 1 ч, %, определяется по формуле

$$V = \frac{100}{A} \left[1 - \frac{P_n (273 + t_n)}{P_k (273 + t_k)} \right],$$

где A — время испытания, ч; P_n и P_k — абсолютное давление в трубопроводе соответственно в начале и конце испытания, кгс/см² или мм вод. ст.; t_n и t_k — температура газа в трубопроводе соответственно в начале и в конце испытания, °C.

После всех испытаний ацетиленопроводы продувают азотом чистой не менее 97,5%, причем количество продуваемого азота должно быть не менее 3—4-кратного объема продуваемого трубопровода. Ацетиленопровод считается продутым от воздуха, если содержание кислорода в выходящем азоте составляет не более 3,5%.

Перед пуском в эксплуатацию ацетиленопровод должен быть продут ацетиленом. Продувка может быть закончена при содержании кислорода в продувочных газах конических участков, не превышающих 3%. Обезжиривание смонтированных кислородопроводов, как правило, не производится.

Перед пуском в эксплуатацию кислородопроводы продувают кислородом, причем объем продуваемого кислорода должен превышать емкость трубопровода не менее чем в 3 раза.

Трубопроводы сжиженного газа — заменителя ацетилена — прокладываются в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве. Минимальная толщина стенок труб — не менее 3 мм.

На этих трубопроводах применяется арматура стальная или из ковкого чугуна, предназначенная для газа и рассчитанная на соответствующее давление. Соединительные части трубопроводов — стальные. Установка арматуры в колодцах не разрешается.

Наземные трубопроводы прокладываются на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли на специальных опорах. При прокладке трубопроводов сжиженного газа совместно с бронированными кабелями или электропроводами, заключенными в стальные трубы, последние размещают над трубопроводами сжиженного газа.

По окончании монтажа трубопроводы испытывают на прочность и плотность воздухом. Испытание на прочность производится давлением, равным 1,25 $P_{раб-макс}$. Под испытательным давлением трубопроводы выдерживают не менее 1 ч, после чего давление снижают до рабочего и производят осмотр трубопроводов с обмыливанием всех соединений и арматуры.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытание на плотность при отсутствии видимого падения давления и утечек воздуха при проверке соединений обмыливанием.

Трубопроводы непосредственно перед заполнением продуваются инертным газом (азотом или углекислотой) или парами сжиженного газа. Окончание продувки определяют по содержанию кислорода в выходящей газозооудной смеси. Продувка считается законченной при содержании кислорода в смеси не более 1% по объему.

9.18. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ КОРРОЗИОННОЙ СРЕДЫ

Винипластовые трубы поставляются по ВХ3-06-124, детали — по ВХ3-06-125-134. Гибку труб производят с предварительным нагревом до 130—140°С. Повышение температуры более 140°С недопустимо.

Нагрев труб производят в горячей масляной ванне, в паровых или электрических нагревателях. Нагревание винипластовых труб открытым пламенем не допускается. Перед гибкой трубы заполняют сухим чистым песком, подогретым до 60—70° С. Нагрев производят на длине, равной 4—5 D_n трубы, радиусгиба должен быть не менее 3—5 D_n трубы. Овальность отвода не должна превышать 10%.

При монтаже трубопроводов применяются неразъемные соединения (сварка встык с У-образной разделкой кромок, одно- и двухраструбное соединение) и разъемные (фланцевое со свободными вращающимися стальными или винипластовыми фланцами на раструбе, фланцевое на отбортованной трубе со свободными стальными или винипластовыми фланцами). Разностенность и смещение кромок при сварке встык не должны быть более 1,2 мм. Прокладки между фланцами применяются из хлорвинилового пластика, мягкой резины и прографиченного асбеста.

В местах прохода через стены или перекрытия трубопровод пропускают через стальную гильзу. При прокладке винипластового трубопровода вблизи паропроводов расстояние между ними принимают не менее 3—5 диаметров горячих труб.

Горизонтальные участки трубопроводов укладывают в желоба из уголков или труб, разрезанных вдоль. При прокладке вертикальных трубопроводов к трубам приваривают или приклеивают кольца из винипласта для опирания на крепления. Арматуру крепят отдельно от крепления труб.

Для сохранения свойств винипласта температура в помещении при монтаже должна быть не менее +10° С и по окончании работ — не ниже —10° С.

Между опорами и поверхностью труб укладывают мягкие резиновые прокладки.

Отклонение трубопровода от прямолинейности разрешается исправлять с подогревом его горячим воздухом до 100° С. Винипластовый трубопровод по окончании монтажа подвергают гидравлическому испытанию давлением 1,25 $p_{раб}$.

Монтаж трубопроводов с антикоррозионным покрытием производят при положительной температуре. Детали трубопровода, хранившиеся при температуре ниже 0° С, перед монтажом выдерживают в течение 24 ч при температуре не ниже +10° С.

При монтаже трубопроводов должна быть исключена возможность механических повреждений или тепловых воздействий на них. Не допускается подгибка труб нагревом, врезка штуцеров и боышпек, прокладка труб вблизи паропроводов. Возможные отклонения от проектных размеров по длине компенсируются вставкой катушек необходимой длины.

Трубопроводы из полиэтилена высокой плотности (ПВП) монтируются в соответствии с «Временной инструкцией на изготовление и монтаж технологических трубопроводов из полиэтилена высокой плотности» (1966 г.) и «Временными указаниями по монтажу трубопроводов из полиэтилена высокой плотности диаметром 225—630 мм» (ВУ 34-48-ЭПП-01-78).

Трубы из ПВП изготавливаются по ГОСТ 18599-73 «Трубы напорные из полиэтилена» трех типов: типа Л на условное давление 2,5, типа С — на 6 и типа Т — на 10 кгс/см², $D_y = 6 \div 300$ мм, длиной 6, 8, 10 и 12 м с допуском ± 50 мм.

Фасонные части из ПВП изготавливаются по ТУ 34-48-ЭПП-12-78. Неразъемные соединения выполняются контактной сваркой: диа-

метром до 100 мм — в цилиндрический раструб, а большего диаметра — в конический раструб. Для безнапорных трубопроводов допускается сварка встык. Торцы труб, свариваемых встык, не должны иметь выступов и впадин высотой более 1 мм, непараллельность торцов не должна превышать 1 мм.

Поверхность деталей перед сваркой очищают от пыли и грязи и обезжиривают.

Полиэтиленовые трубы соединяют с арматурой и металлическими трубами с помощью стальных насадных фланцев, внутренний диаметр которых на 3—5 мм больше наружного диаметра трубы. При этом на конце трубы приваривают конический бурт или упорное устройство из сегментов, вырезанных из полиэтиленовых труб.

Между трубой и прилегающей к ней опорой или подвеской укладывают прокладки из резины, войлока или другого мягкого материала. Нагрузка от арматуры не должна передаваться на трубопровод.

Перед монтажом проверяют отсутствие на деталях трубопровода глубоких рисок. Максимальная глубина рисок допускается не более 50% допуска на толщину стенки трубы.

Смонтированные полиэтиленовые трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию на прочность и плотность: на прочность 1,5 $p_{раб}$ в течение 30 мин. Для поддержания давления допускается подкачка воды. Падение давления замеряют в течение 15 мин. Трубопровод считается выдержавшим испытание, если не обнаружено течей в местах соединения, не наблюдалось падения давления не более 0,1 кгс/см².

Трубопроводы из полиэтилена низкой плотности (ПНП) монтируются в соответствии с «Временными указаниями по монтажу технологических трубопроводов из полиэтилена низкой плотности» (1969).

Трубы из ПНП изготавливаются по ГОСТ 18599-73 четырех типов: легкого (Л) — на максимальное рабочее давление 2,5 кгс/см², среднего (СЛ) — на 4 кгс/см², среднего (С) — на 6 кгс/см² и тяжелого (Т) — на 10 кгс/см², $D_n = 10 \div 160$ мм, длиной 6, 8, 10 и 12 м с допуском ± 50 мм.

Прокладку трубопроводов производят с зазором не менее 20 мм от поверхности строительных конструкций.

В местах прохода через строительные конструкции трубы прокладывают в гильзах с внутренним диаметром на 5—10 мм большим наружного диаметра трубы. Зазор заделывают льняной или хлопчатобумажной пряжей.

Между опорными конструкциями и трубами укладывают прокладки из резины, пластмассы или другого мягкого материала. Разъемные соединения труб между собой и присоединение труб к арматуре осуществляют с помощью отформованных на концах труб утолщенных буртов и свободных фланцев.

Неразъемные соединения труб выполняют контактной сваркой в цилиндрический раструб при диаметре до 180 мм и встык при диаметре 100 мм и более.

Расстояния между трубами ПНП и стальными трубами отопления и горячего водоснабжения должны быть: от неизолированных труб отопления или горячего водоснабжения — 100 мм; от изолированных — 20 мм, при пересечении труб расстояния соответственно должны быть 50 и 10 мм.

Смонтированный трубопровод подвергают гидравлическому испытанию давлением (в наиболее пониженной точке трубопровода): для труб типа Т — 15 кгс/см², типа С — 9 кгс/см², типа Л — 3,8 кгс/см².

Часть IV. Монтаж оборудования общественных объектов

Раздел десятый

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ХИМВОДООЧИСТКИ

10.1. ОБОРУДОВАНИЕ ХИМВОДООЧИСТКИ И ЕГО КОМПОНОВКА

Крупные водоподготовительные установки выносятся в отдельное здание или размещаются в здании объединенного вспомогательного корпуса. Здание водоподготовительной установки в основном одноэтажное.

В фильтровальном зале располагаются фильтры различного назначения (табл. 10.1).

Проход между фильтрами и стеной должен быть не менее 500 мм, а свободный проход между соседними фильтрами — не менее 700 мм. При расположении фильтров фронтом друг к другу ширина коридора, образующегося между выступающими частями, принимается не менее 2 м. Фильтры поставляются ТКЗ с обвязочной арматурой.

Осветлители для коагуляции и известкования воды (табл. 10.2), декарбонизаторы для удаления уголекислоты из воды (табл. 10.3), громоздкие баки для реагентов и воды, баки для кислот и щелочей (табл. 10.4) располагаются, как правило, на открытом воздухе с применением в необходимых случаях обогрева и теплоизоляции.

Декарбонизаторы изготавливаются сварными, вертикальными цилиндрическими из углеродистой листовой стали. Декарбонизаторы, превышающие железнодорожный габарит, изготавливаются в виде транспортабельных блоков. Заготовки для корпуса наворачиваются рулонами на технологические стойки. Максимальный диаметр рулона не более 3200 мм.

Сборка блоков негабаритных декарбонизаторов производится на монтажной площадке.

Реагентное хозяйство размещается в одном здании с водоподготовкой. Сюда относится склад для хранения основных реагентов (известки, глинозема, поваренной соли) и фильтрующих материалов, а также гидравлические мешалки (табл. 10.5), гасильные устройства для известки и растворители соли. Склад реагентов обслуживается железной дорогой широкой колеи. Емкость склада должна обеспечивать приемку квартальной потребности всех реагентов.

Фосфаты лучше хранить на складе водоподготовки и там же иметь мешалку и насос для приготовления раствора и подачи его в расходные баки котельной.

Для монтажа осветлителей, баков емкостью более 30 м³, фильтров и декарбонизаторов применяют железнодорожные гусеничные или автомобильные краны, электролебедки. При монтаже малогабаритного оборудования могут быть использованы лебедки и тали.

Таблица 10.1. Фильтры для химводоочисток

Шифр	Производи- тельность, м³/ч	Давление, кгс/см²	Размеры, м		Высота загрузки, м	Масса, т
			диаметр	высота		
Фильтры ионообменные параллельно-точные (Н- и Na-катионитные)						
ФИПа I-3,4-6	230	6	3,4	5,74	2,5	7,4
ФИПа I-3,0-6	180	6	3,0	5,74	2,5	5,2
ФИПа I-2,6-6	135	6	2,6	5,2	2,5	4,3
ФИПа I-2,0-6	80	6	2,0	4,93	2,5	2,7
ФИПа I-1,4-6	45	6	1,4	3,97	2,0	1,8
ФИПа I-1,0-6	20	6	1,0	3,66	2,0	1,1
ФИПа II-3,0-6	360	6	3,0	4,39	1,5	4,8
ФИПа II-2,6-6	270	6	2,6	4,62	1,5	3,7
ФИПа II-2,0-6	160	6	2,0	3,63	1,5	2,1
ФИПа II-1,4-6	90	6	1,4	3,36	1,5	1,8
ФИПа II-1,0-6	40	6	1,0	2,99	1,5	0,97
Фильтры ионообменные противоточные						
ФИПР-3,4-6	270	6	3,4	7,20	3,7	9,1
ФИПР-3,0-6	200	6	3,0	6,95	3,7	7,1
ФИПР-2,6-6	150	6	2,6	6,78	3,7	5,5
ФИПР-2,0-6	90	6	2,0	6,51	3,7	3,7
Фильтры осветлительные						
ФОВ-3,4-6	90	6	3,4	4,55	1,0	6,3
ФОВ-3,0-6	70	6	3,0	4,39	1,0	4,8
ФОВ-2,6-6	55	6	2,6	4,02	1,0	3,7
ФОВ-2,0-6	30	6	2,0	3,63	1,0	2,3
ФОВ-1,4-6	20	6	1,4	3,39	1,0	1,6
ФОВ-1,0-6	8	6	1,0	3,04	1,0	1,0
Фильтры горизонтальные						
ФОГ-3,0-6	300	6	3,0	10,5	1,0	44,0
ФОГ-3,0-6	150	6	3,0	5,57	1,0	8,2
Фильтры вертикальные многокамерные						
ФОВ2К-3,4-6	270	6	3,4	5,52	0,9	9,2
ФОВ3К-3,4-6	180	6	3,4	6,64	0,9	13,2
Фильтры сорбционные угольные						
ФСУ-3,4-6	65	6	3,4	5,74	2,5	6,9
ФСУ-3,0-6	50	6	3,0	5,47	2,5	5,6
ФСУ-2,6-6	35	6	2,6	5,2	2,5	4,4
ФСУ-2,0-6	20	6	2,0	4,93	2,5	2,8
Фильтры сорбционные целлюлозные						
ФСЦ-2,0-10	500	10	2,0	5,5	2,5	5,3
ФСЦ-1,6-10	300	10	1,6	4,93	2,5	3,6

Продолжение табл. 10.1

Шифр	Производи- тельность, м³/ч	Давление, кгс/см²	Размеры, м		Высота загрузки, м	Масса, т
			диаметр	высота		
Фильтры ионообменные смешанного действия с наружной выносной регенерацией (ФСДНр)						
ФСДНр-3,4-10	900	10	3,4	4,80	0,5+0,5	8,0
ФСДНр-2,6-10	530	10	2,6	4,25	0,5+0,5	4,5
ФСДНр-2,0-10	315	10	2,0	3,74	0,6+0,6	2,9
ФСДВр-2,0-6	160	6	2,0	5,03	0,6+0,6	3,9
Регенераторы для ФСД с выносной регенерацией						
РФСД-2,6-6		6	2,6	6,05	—	5,0
РФСД-2,0-6		6	2,0	5,72	—	2,8
РФСД-1,6-6		6	1,6	4,58	—	2,1
Ловушки для ФСД и целлюлозных фильтров						
Тип I	150	10	0,15	0,58	—	0,13
Тип II	270	10	0,20	0,63	—	0,18
Тип III	450	10	0,25	0,68	—	0,30
Тип IV	900	10	0,30	1,09	—	0,4

Таблица 10.2. Осветлители

Марка осветлителя	Производи- тельность, м³/ч	Объем, м³	Диаметр, м	Высота, м	Масса, т
Осветлители для известкования ВТИ					
ВТИ-1000и	1000	2127	18,0	19,74	147,0
ВТИ-630и	630	1240	14,0	17,49	88,7
ВТИ-400и	400	650	11,0	14,89	49,5
ВТИ-250и	250	413	9,0	13,53	32,6
ВТИ-160и	160	236	7,0	12,25	19,3
ВТИ-100и	100	133	5,5	10,69	13,5
ВТИ-63и	63	76	4,25	10,20	8,0
Осветлители для коагуляции					
—	550	—	12,0	11,60	75,0
—	450	—	12,5	8,65	57,9
—	230	—	9,0	7,65	38,3
—	150	—	7,3	6,97	21,9
—	100	—	7,0	9,90	22,7

Для монтажа насосов с электродвигателями используются кран-балки, тали и кран «Пионер».

Реагентное хозяйство (рис. 10.1) химводоочисток служит для хранения, приготовления и дозирования растворов, необходимых при известковании, коагуляции и ионировании воды.

Таблица 10.3. Декарбонизаторы

Производи- тельность, м³/ч	Внутренний диаметр, мм	Расход воздуха, м³/ч	Высота насадки колец Рашига, м	Масса с коль- цами Рашига, т
550	3400	13 750	2,9—3,9	17,9—20,4
450	3100	11 250		15,2—17,7
300	2520	7500		12,5—15,2
250	2315	6250		10,6—12,9
200	2060	5000		8,4—10,3
150	1790	3750		6,6—8,0
125	1630	3100	2,9—3,9	5,4—6,6
100	1460	2500		4,3—5,2
75	1260	1880		3,3—4,0
50	1030	1250		2,3—2,8
25	735	625		1,3—1,6
15	565	375		0,9—1,1

Таблица 10.4. Баки для кислот и щелочей

Наименование	Емкость, м³	Диаметр, м	Высота, м	Масса, т
Бак хранения едкого натра БЕ-30	30	2,6	6,06	4,80
Бак хранения крепкой серной кисло- ты БК-15	15	2,0	5,8	3,29
Бак-вытеснитель крепкой серной кис- лоты: БК-1,5	1,5	1,0	2,5	0,51
БК-0,5	0,5	0,8	1,45	0,28

Типовым проектом предусмотрено хранение извести в сухом виде в железобетонных бункерах или ячейках, куда она выгружается из железнодорожных вагонов. Гашение извести происходит в аппарате МИКА, откуда известковое молоко поступает в расходные баки-смесители.

Таблица 10.5. Гидравлические смесители

Наименование аппарата	Марка	Емкость, м³	Диаметр, м	Высота, м	Масса, т
Циркуляционный смеситель для известкового молока	М-14	14	2,6	4,6	2,58
	М-8	8	2,0	3,8	13,2
	М-4	4	1,6	2,9	0,61
	М-2	2	1,6	1,8	0,42
	М-1	1	1,2	1,65	0,26
Смеситель для кислых реагентов	МК-2	2	16	1,93	0,46
	МК-1	1	1,2	1,71	0,32

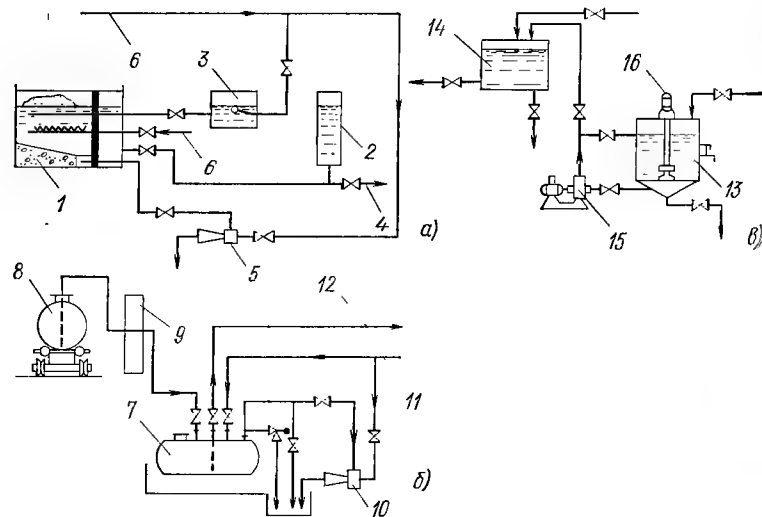


Рис. 10.1. Схемы реагентного хозяйства.

а — склад мокрого хранения поваренной соли и глинозема; б — склад жидких реагентов; в — установка для приготовления раствора полиакриламида; 1 — ячейка мокрого хранения реагентов; 2 — мерник; 3 — бачок постоянного уровня; 4 — раствор соли и глинозема на установку; 5 — эжектор для удаления грязи; 6 — вода собственных нужд; 7 — бак для жидких реагентов; 8 — железнодорожная цистерна; 9 — разгрузчик жидких реагентов; 10 — вакуумный эжектор; 11 — сжатый воздух; 12 — крепкий раствор на установку; 13 — бак-смеситель полиакриламида; 14 — расходный бак ПАА; 15 — насос; 16 — электродвигатель к мешалке.

При хранении извести в ячейках в виде известкового теста известковое молоко готовится в специально выделенной ячейке, откуда перекачивается в смесители.

Для поваренной соли и глинозема предусматривается, как правило, мокрое хранение. Осветление растворов происходит непосредственно в ячейках хранения. При необходимости более тщательного осветления крепкого раствора устанавливают фильтр, в качестве которого используется Н-катионитный фильтр второй ступени.

Серная кислота, едкий натр, азотная кислота, аммиачная вода хранятся в жидком виде в баках или цистернах. Разгрузка жидких реагентов из железнодорожной цистерны осуществляется с помощью сифона, заряжаемого сжатым воздухом при помощи эжектора (рис. 10.1, б) или вакуум-насоса.

Сульфит натрия, полиакриламид, хлорное железо, тринатрийфосфат хранятся в таре, в которой доставляется реагент. Приготовление раствора полиакриламида осуществляется в баке с помощью пропеллерного смесителя.

10.2. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ХИМВОДООЧИСТКИ

При подготовке к монтажным работам по химводоочистке необходимо:

обеспечить монтажные работы грузоподъемными приспособлениями в соответствии с проектом организации работ, а также необходимым инструментом, сварочными аппаратами, кислородом и ацетиленом;

проверить комплектность оборудования; составить ведомости недостающего оборудования и уточнить сроки его поступления, произвести приемку и ревизию оборудования, соответствие чертежам, отсутствие повреждений или поломок;

составить календарный план работ; проверить состояние строительных работ и готовность фундаментов под оборудование;

проверить техническую документацию.

В объем документации должны входить:

заводская документация — чертежи общих видов, паспорта с сертификатами на аппараты, подведомственные Госгортехнадзору СССР, проектная документация — технологические схемы, компоновочные и монтажные чертежи основного и вспомогательного оборудования, проект производства работ, сметные материалы;

инструктивные материалы по монтажу — монтажные инструкции, правила, технические условия, монтажные и такелажные схемы;

чертежи фундаментов, бункеров, каналов, железобетонных баков и т. д.

К началу производства монтажных работ проверяют готовность фундаментов и черных полов, каналов и приямков, смонтированы ли все площадки с лестницами и ограждениями, заканчивают работы по установке закладных частей, сооружаются подъездные пути к зданию химводоочистки и складу реагентов.

Железобетонные сооружения химводоочистки — резервуары мокрого хранения реагентов и фильтрующих материалов, нейтрализаторы, бункера и пр. — проверяют на плотность и сдают заказчику.

Установка на фундаменты фильтров и емкостей может производиться параллельно с производством строительных работ.

Готовность строительных сооружений к производству монтажных

работ фиксируется актом, составленным строительной и монтирующей организациями с участием технадзора заказчика.

Поставка и хранение оборудования производятся в следующем порядке:

фильтры всех наименований, баки-вытеснители, баки крепкой серной кислоты, габаритные металлические баки поставляются на монтаж в готовом виде законсервированными по заводским техническим условиям без антикоррозионных покрытий;

фильтры поставляются без внутренних распределительных устройств и трубопроводов обвязки, которые вместе с арматурой в пределах фронта фильтра, пробоотборными устройствами, манометрами с трехходовыми кранами, крепежными деталями, прокладочными материалами и щелевыми колпачками поставляются одновременно в отдельных упаковках;

внутренние поверхности фильтров, емкостей и аппаратуры поставляются очищенными от мусора и грязи с отверстиями, штуцерами и люками, закрытыми заглушками, обработанные поверхности и резьба должны быть предохранены от коррозии, а наружные поверхности окрашены устойчивой краской;

негабаритные емкости (баки, осветлители) поставляются отдельными узлами или рулонными заготовками;

дренажные и распределительные решетки осветлителей должны иметь отверстия одинаковых размеров, равномерно распределенные по всей поверхности, без заусенцев;

насосы-дозаторы поставляются с предохранительными клапанами, отрегулированными на заводе, или электроконтактными манометрами; оборудование хранится в соответствии с требованиями действующей инструкции. Хранение фильтрующих материалов и реагентов входит в обязанности заказчика.

Установка фильтров выполняется до возведения наземной части здания или для них оставляются монтажные проемы. Бетонирование нижних днщ фильтров выполняется строительной организацией после проверки дренажной системы на горизонтальность и после гидравлического испытания фильтров. Готовность фильтра к бетонированию подтверждается актом, составленным с участием представителя заказчика.

При бетонировании днщ во избежание засорения отверстия дренажной системы следует закрывать изоляционной лентой или тесьмой, которая снимается перед проведением цементной подливки.

Для бетонирования днщ фильтров со щелочной средой следует применять бетон гидротехнический по ГОСТ 4797-64, а для фильтров с кислой средой — кислотостойкий бетон. Цементная подливка готовится на песке с частицами менее 1 мм и цементе марки 400 или 500. Состав раствора 1:3.

Универсальным заполнителем нижних днщ фильтров с кислой и щелочной средой является битум БН-V, наполнителем в котором является антрацит крупностью до 25 мм. Верхнюю стяжку такого заполнителя делают из мастики «Битуминоль» марки Н-2 (на 100 частей битума 80 частей андезитовой или диабазовой муки и 8 частей молотого асбеста).

При монтаже баков соблюдаются следующие требования: деревянные опоры или прокладки при установке на них баков подвергают предварительной антисептической обработке;

монтаж баков из рулонных заготовок производят по специально разработанной технологии или проекту производства работ;

устанавливают горизонтально кромки сливных или переливных воронок в баках по уровню. Внутреннюю оснастку баков надежно закрепляют.

При установке баков и емкостей вне здания необходимо обеспечить размещение внутри помещения химводоочистки арматуры труб дренажных спусков, пробоотборных трубок и указателей уровня, а также прокладку трубопроводных коммуникаций в утепленных каналах, причем трубы должны иметь в нижних точках штуцера со съёмными заглушками или краны для слива воды.

На монтаж декарбонизаторов (рис. 10.2) распространяются те же требова-

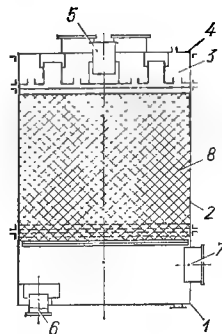


Рис. 10.2. Декарбонизатор.

1 — нижняя тарелка; 2 — обечайка; 3 — верхняя тарелка; 4 — крышка; 5 — выход воздуха; 6 — выход воды; 7 — выход воздуха; 8 — насадка.

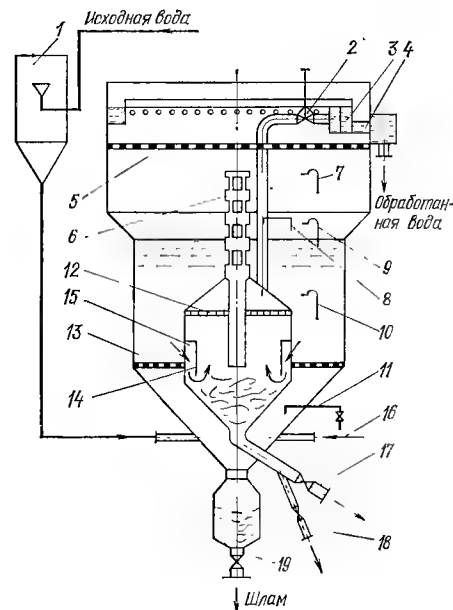


Рис. 10.3. Осветлитель для известкования и коагуляции воды.

1 — воздухоотделитель; 2 — задвижка для регулирования «отсечки»; 3 — камера для сбора отсечной воды; 4 — регулирующая камера; 5 — верхняя дроссельная решетка; 6 — шламоприемная труба; 7 — пробоотборные устройства; 8 — решетка шламоотделителя; 9 — нижняя дроссельная решетка; 10 — направляющие корпуса; 11 — шламоприемные окна в шламоотделителе; 12 — подвод реагентов; 13 — непрерывная продувка шламоотделителя; 14 — продувка осветлителя.

ния, которые предъявляются к монтажу баков, со следующими дополнениями:

труба воздушника (при установке декарбонизатора внутри здания) выводится из помещения наружу; присоединение воздухопроводов и труб к корпусу декарбонизатора должно быть плотным и испытано наливом воды;

насадка из керамических колец Рашига (25×25×3 мм) после удаления «боя» засыпается «навалом» на нижнюю решетку декарбонизатора.

При монтаже осветлителей (рис. 10.3) соблюдаются те же требования, что и при монтаже баков. Проверка производительности уста-

новки решеток производится по гидроуровню, а окончательная выверка — по уровню воды.

Монтаж фильтров, баков, декарбонизаторов и осветлителей производят по допускам (табл. 10.6).

При монтаже насосов-дозаторов для обеспечения работы под заливом расходные баки рабочих растворов устанавливают выше насоса на 1 м.

На заборном конце всасывающей линии устанавливают сетчатый фильтр, заборный конец устанавливают на 100 мм выше дна расход-

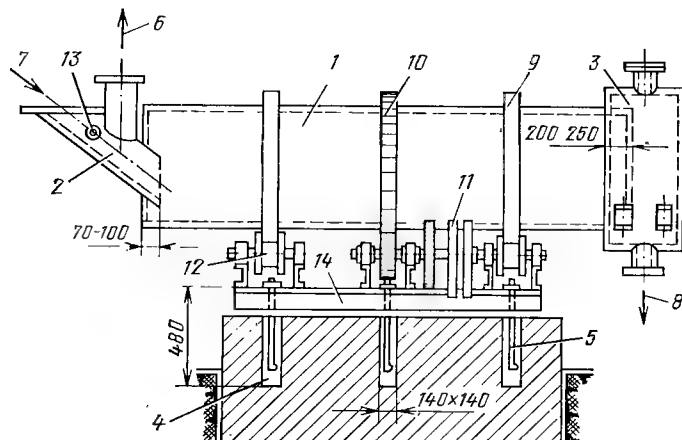


Рис. 10.4. Аппарат для гашения извести.

1 — барабан; 2 — загрузочная тетка; 3 — приемная камера; 4 — колодец; 5 — анкерный болт; 6 — выход газов и известковой пыли; 7 — загрузка извести; 8 — выход известкового молока; 9 — бандаж; 10 — венец; 11 — привод; 12 — опорные ролики; 13 — подвод воды для гашения извести; 14 — рама.

ного бака или забор раствора должен производиться из верхних слоев его через плавающий иллинг. На всасывающей линии насоса-дозатора извести устанавливают исколовущую, в этом случае сетка не нужна.

Для удаления воздуха перед пуском насоса, а также для контроля во время его работы в нагнетательной магистрали устанавливают трехходовой кран.

Присоединение трубопровода к насосу осуществляется ниппельно-шаровым соединением, для чего к концам трубок припаивают накопники, на трубки предварительно надевают накладки гайки.

При монтаже аппаратов для гашения извести (рис. 10.4) установка барабана на раму должна обеспечить правильное совмещение бандажей барабана с опорными роликами, что достигается перемещением подвижных роликов по швеллеру рамы, а также соответствующее зацепление зубьев венца барабана и ведущей шестерни.

Барабан со стороны разгрузочного днища должен входить в кольцевой проем разгрузочной камеры на глубину 200—250 мм. Ситчатый ковш внутри разгрузочной камеры регулируют на свободное враще-

Таблица 10.6. Допуски на монтаж фильтров, баков, декарбонизаторов и осветлителей

Наименование	Допуск
Монтаж фильтров	
Отклонение корпуса фильтра от вертикального положения, мм	2 на 1 м высоты
Отклонение от горизонтальных дренажных и распределительных устройств фильтров, мм	2 на 1 м, но не более 5 на всю длину устройства
Отклонение от параллельности между боковыми ответвленными трубками, мм	2
Размер щелей в дренажных системах должен быть одинаковым по всей длине, мм	$0,4 \pm 0,1$
Монтаж баков	
Отклонение установленного бака от вертикального положения, мм	Не более 2,5 мм на 1 м высоты бака
Разность между двумя взаимно перпендикулярными диаметрами бака	Не более 2% номинального диаметра
Устройство металлических лестниц снаружи и внутри бака	При высоте бака более 1,5 м
Дренажные (опускные) грубки должны заделываться заподлицо с днищами баков, мм	До 2
Кромки сливных и переливных воронок баков должны устанавливаться горизонтально по уровню, мм	1
Отводящие (самотечные) трубы должны иметь уклон	Не менее 1 : 100
Монтаж декарбонизаторов и осветлителей	
Установка царг строго горизонтально, мм	1
Уклон реск насадок для колец	2 : 1000 по длине
Зазор при установке осветлителя с учетом заливки цементным раствором, мм	30—40
Распределительные, дренажные и смешительные решетки устанавливаются горизонтально, мм	1
Корпуса шламоотделителей и воздухоотделителей устанавливаются вертикально, мм	1 на 1 м высоты

ние. Загрузочная течка извести должна входить в кольцевое отверстие барабана на глубину 70—100 мм.

Для вывода известкового молока в приемные резервуары к штуцеру в нижней части разгрузочной камеры подсоединяется резиноканевый рукав с металлическими спиралями.

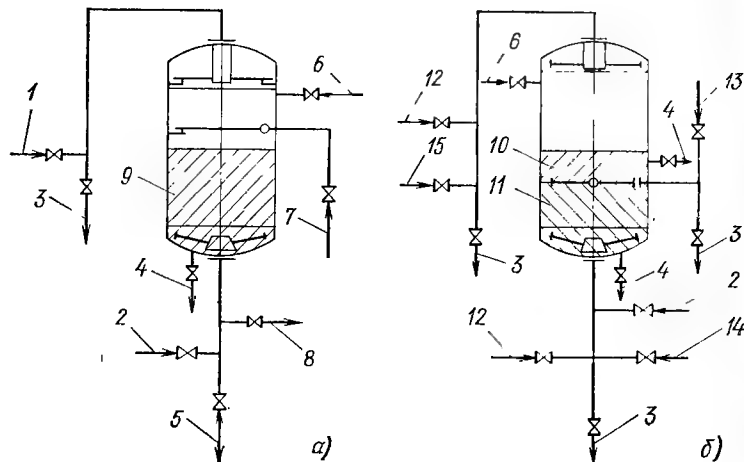


Рис. 10.5. Схемы фильтра смешанного действия и регенератора.

а — фильтр смешанного действия; б — регенератор; 1 — вход обрабатываемой воды; 2 — подвод сжатого воздуха; 3 — спуск в дренаж; 4 — гидровыгрузка фильтрующего материала; 5 — выход обработанной воды и вход воды на взрыхление; 6 — вход ионитовой пульпы; 7 — заполнение фильтра конденсатом; 8 — дренаж отмывки и спуск; 9 — смесь анионита с катионитом; 10 — анионит; 11 — катионит; 12 — подвод конденсата; 13 — подвод раствора поваренной соли; 14 — подвод кислоты; 15 — подвод щелочи.

До начала пусковых работ производится опробование гасильного аппарата на холостом ходу при непрерывной работе в течение 2 ч и отрегулированной частоте вращения до 3—7 об/мин.

При монтаже циркуляционных смесителей известкового молока корпус смесителя устанавливают на фундаменте вертикально с отклонением от вертикальной оси не выше 2,5 мм на 1 м.

Всасывающий резиноканевый рукав плотно присоединяют при помощи хомутов к патрубку, установленному на цилиндрической части корпуса мешалки.

Приемный конец шланга присоединяют к нижней части поплавка. Крепление тяги, поплавок и серег, соединяющих ушко поплавка и хомут на конце шланга, обеспечивает их свободное перемещение вокруг горизонтальной оси.

В циркуляционных смесителях для приготовления фосфатных растворов на дне устанавливается сетка, предохраняющая от попадания нерастворившихся кусков фосфата.

При монтаже ФСД и регенераторов (рис. 10.5—10.7) должны соблюдаться те же требования, что и при монтаже фильтров.

В зависимости от рабочей среды следует применять прокладочные материалы, приведенные табл. 10.7.

Поверхности оборудования до нанесения защитных покрытий подвергаются следующей обработке:

запильванию и зачистке острых углов, заусениц и сварных швов; очистке от грязи и ржавчины при помощи пескоструйных аппаратов внутренней поверхности до металлического блеска (для пескоструйных

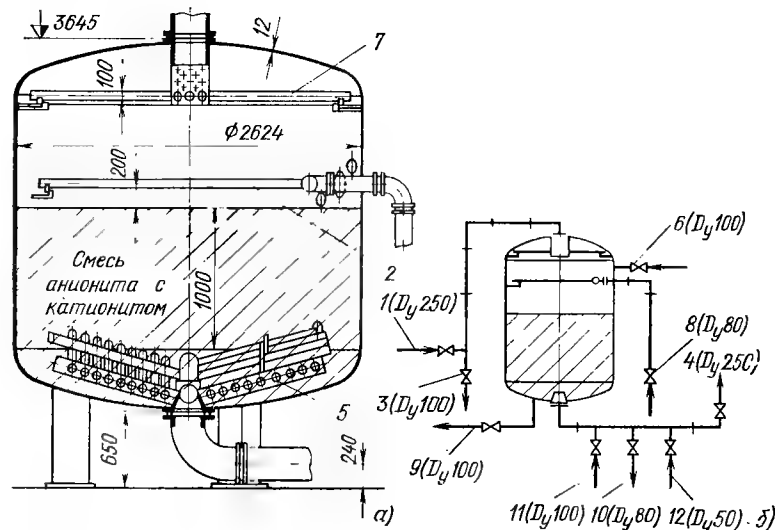


Рис. 10.6. Фильтр смешанного действия (ФСД) диаметром 2624 мм с выносной регенерацией.

а — разрез фильтра; б — схема фильтра; 1 — подвод обрабатываемой воды; 2 — среднее дренажное устройство; 3 — спуск в дренаж; 4 — выход обработанной воды; 5 — нижнее дренажное устройство; 6 — гидрозакладка фильтрующего материала; 7 — верхнее дренажное устройство; 8 — подвод конденсата для заполнения фильтра; 9 — гидровыгрузка фильтрующего материала; 10 — спуск в дренаж; 11 — подвод взрыхляющей воды; 12 — подвод сжатого воздуха.

работ следует применять предварительно просушенный кварцевый песок фракции 0,5—3 мм или стальной песок и сжатый воздух от компрессора при давлении 7—8 кгс/см²;

обдувке воздухом для удаления пыли при механической обработке поверхностей;

обезжириванию при помощи пропарки поверхности ветошью, смоченной в уайт-спирите, каменно-угольном сольвенте или бензине.

Гидравлическое испытание оборудования при отсутствии указаний в проекте проводится с соблюдением следующих требований. Все работающие под давлением сосуды, фильтры, регенераторы, солерастворители, баки-вытеснители и др. — испытываются на плотность в течение 1 ч при давлении, которое на 0,5 ат выше рабочего, и на прочность при полуторном рабочем давлении в течение 10 мин. Испытания считаются удовлетворительными, если в течение указанного времени падение давления не превысило 0,2 кгс/см² по манометру, а

в сварных швах и фланцевых соединениях не обнаружено течи и отпотевания.

Цистерны и напорные баки кислоты (сосуды I класса) подвергаются освидетельствованию инспекцией Госгортехнадзора СССР, регистрирующей результаты их испытаний. Заполнение закрытых сосудов водой производится с полным вытеснением из них воздуха через

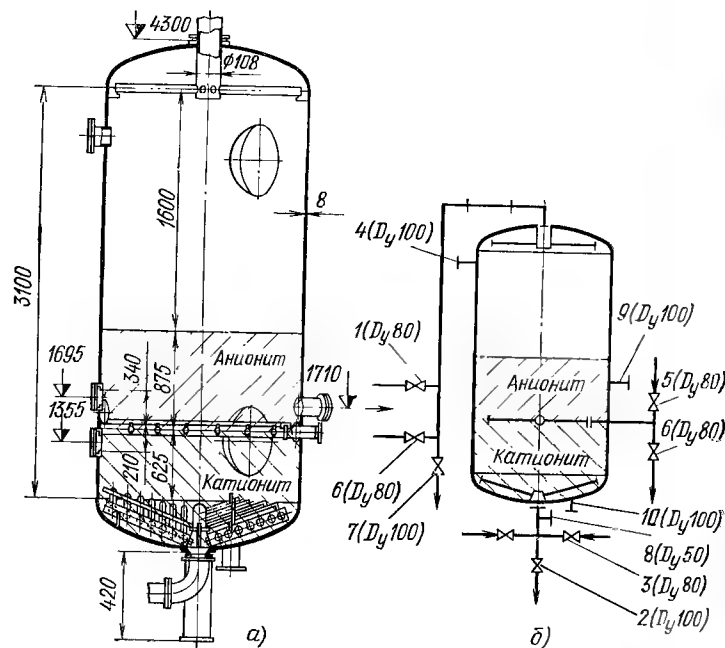


Рис. 10.7. Регенератор диаметром 1600 мм к ФСД-2.0.

а — разрез регенератора; б — схема регенератора. 1 — подвод конденсата; 2 — спуск в дренаж; 3 — подвод кислоты; 4 — гидрозарядка фильтрующего материала; 5 — подвод реагента (кислоты или щелочи); 6 — спуск в дренаж; 7 — спуск в дренаж; 8 — подвод сжатого воздуха; 9, 10 — гидрозарядка фильтрующих материалов.

воздушники. Все открытые емкости и сосуды (осветлители, отстойники, смесители, декарбонизаторы, баки) испытываются наливом воды до уровня переливных устройств.

Железобетонные емкости испытываются ежесуточным замером уровня воды за вторые, третьи и четвертые сутки и считаются принятыми, если утечка воды за трое суток не превышает 0.75% их объема (в среднем 0.25% за сутки), снижение уровня воды за первые сутки не может считаться показательным, так как в этом периоде некоторое количество воды впитывается бетоном.

В процессе гидравлических испытаний запрещается производство на оборудовании и трубопроводах каких-либо работ, кроме обтягивания шпилек и болтов на крышках, люках и фланцевых соединени-

ях. Работы по обтягиванию болтов и шпилек разрешается производить при давлении не выше 3—4 кгс/см².

Разболчивание фланцевых соединений допускается только после снятия давления при открытых дренажах или спускных вентилях и воздушниках.

Таблица 10.7. Прокладочные материалы оборудования химводоочистки и трубопроводов

Наименование	Прокладочный материал
Баки слабой кислоты, коагуляционные установки II-катионитовые фильтры	Резина
Цистерны, баки, мерники, трубопроводы крепкой серной кислоты	Резина, кислотоупорный асбест, свинец марки С-2, фторопласт-4
Оборудование и трубопроводы крепкой соляной кислоты	Кислотостойкая резина
Дозаторы, смесители, мешалки, трубопроводы щелочных реагентов	Резина
Фильтры и баки для воды	Резина с парусиновой прослойкой
Теплообменники и подогреватели	Паронит

После гидравлического испытания оборудование и трубопроводы освобождаются от воды и очищаются от ржавчины, масла, шлама, песка и грязи и промываются водой до ее полного осветления.

После промывки производится вскрытие и очистка тупиковых участков и спускной арматуры.

Позуловная сдача-приемка оборудования после монтажа осуществляется по мере окончания отдельных узлов оборудования.

Позуловная сдача-приемка считается законченной после проведения по отдельным узлам следующих операций:

гидравлического испытания напорных и открытых сосудов, баков, емкостей и трубопроводов. При этом сосуды, имеющие водораспределительные системы, проходят выверку горизонтальности этих систем наливом воды, а дренажные системы — испытание на распыливание;

проверки на отсутствие перекосов, заеданий и других неисправностей поплавковых устройств, механических указателей уровня и других приспособлений, имеющих движущиеся части с блоковыми и рычажными деталями;

опробования вхолостую и под нагрузкой вращающихся механизмов в соответствии с заводскими инструкциями.

К сдаточному акту прилагаются следующие документы: монтажные чертежи и схемы с внесенными в них изменениями; акты и формуляры на приемку от строительной организации фундаментов под оборудование; акты на скрытые работы; акты гидравлического испытания сосудов и трубопроводов; акты поузловых приемок оборудования, а также на подшивку дренажной системы фильтров и загрузки фильтров; акты опробования оборудования.

10.3. ЗАГРУЗКА И ПРОМЫВКА ФИЛЬТРОВ

Высота фильтрующего слоя и марка фильтрующего материала должны соответствовать проекту. До начала загрузки фильтры, защищенные антикоррозийным покрытием, проходят гидравлические испытания. Загрузка производится после бетонирования нижних днщ, готовности нижней дренажной системы и проверки на распределение воды.

Загрузку подстилочных фракций производят вручную. Во избежание повреждения дренажа первую фракцию укладывают с особой тщательностью. После достижения пужной высоты слоя разравнивают его поверхность согласно имеющимся отметкам. Во избежание нарушения горизонтальности поверхности каждого слоя рабочий, производящий данную операцию, передвигается по настланным доскам.

При загрузке сульфогля в катионитовые фильтры с шелевыми колпачками следует применять крупные фракции сульфогля (0,5—1,2 мм), при загрузке мелких фракций сульфогля (0,25—0,75 мм) — подстилочный слой из сульфогля крупной фракции высотой 0,5 м.

При загрузке в воду некоторых анионитов (типа АН-31) последние могут интенсивно растрескиваться и разрушаться, поэтому их загрузку следует осуществлять в фильтр, заполненный до половины 10%-ным раствором поваренной соли.

Подача в фильтр основного фильтрующего материала может производиться гидроэлеватором (рис. 10.8). Аниониты, которые растрескиваются при загрузке в воду, гидроэлеватором загружать нельзя. При загрузке органических ионитов, хранившихся в сухом виде, необходимо учитывать коэффициент их набухания, определяемый в лаборатории.

Наибольшее распространение для загрузки механических фильтров (рис. 10.9) имеют кварцевый песок и дробленый антрацит. Кварцевый песок обогащает воду кремниескислотой, поэтому для обессоливающих установок его применять нельзя.

Дробленый антрацит является универсальным фильтрующим материалом, и по возможности его следует применять в любых схемах.

Антрацит может использоваться в механических фильтрах при любой схеме водоподготовки как подстилочный слой в ионитовых фильтрах и в качестве дренажа сохранилищ. Антрацит не должен иметь зольность свыше 5%, содержание серы должно быть менее 3%, примеси жирных углей не допускаются. При наличии указанных примесей от горячей воды угли пептизируют, и профильтрованная вода имеет коричневый оттенок. Высота слоя загрузки должна быть не менее 1 м, размер зерен материала — 1—1,5 мм. Загрузку следует производить на 50—70 мм выше проектной отметки. При высоте загрузки менее 1 м начинается проскок мутного фильтрата.

Дробление антрацита с максимальным выходом основной фильтрующей фракции достигается с использованием валковых, молотковых и щековых дробилок. Зерна антрацита должны быть близки к шаровой или кубической форме, пластинчатый материал непригоден.

В схемах с известкованием воды для механических фильтров можно использовать мраморную крошку (фракции 0,5—1 мм). В качестве фильтрующего материала наряду с антрацитом можно исполь-

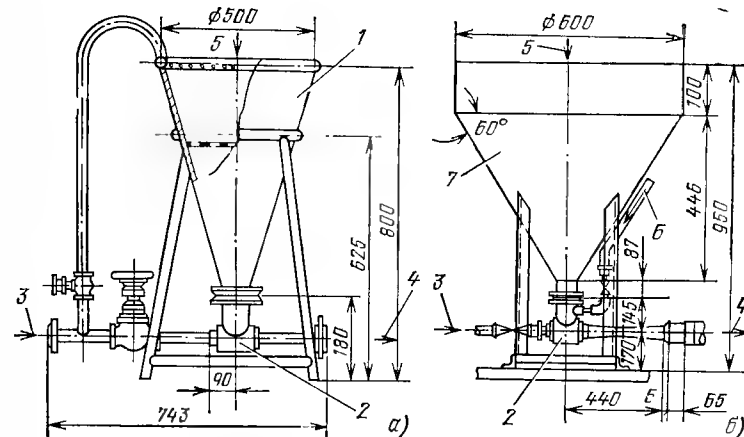


Рис. 10.8. Гидроэлеваторы для загрузки фильтров.

а — переносный гидротранспортер; б — гидроэлеватор; 1 — бункер с решеткой; 2 — эжектор; 3 — подвод воды; 4 — выход пульпы; 5 — засыпка фильтрующего материала; 6 — атмосферный воздух; 7 — бункер.

зовать дробленый термоантрацит (фракции 1—2 мм). После загрузки механический фильтр заполняют током воды снизу вверх при открытом воздушнике, после чего промывают фильтрующий материал, подавая воду в том же направлении. Интенсивность промывки выбирается в зависимости от загруженного фильтрующего материала: антрацит — 10—12 л/(с·м²) (36—43 м/ч); кварц и мраморная крошка — 12—14 л/(с·м²) (42—50 м/ч). Промывку производят до полного осветления воды на сбросе. После промывки необходимо спустить воду из фильтра, открыть верхний люк и снять с поверхности тонкий слой грязи в мелоч (обычно 10—20 мм).

Основными катионитами для загрузки фильтров являются сульфоголь — продукт обработки серной кислотой ископаемых углей — и катиониты, полученные искусственным путем на базе синтетических смол. В настоящее время применяются катиониты отечественного производства (табл. 10.8).

При загрузке в фильтры мелкого сульфогля и отсутствии крупного сульфогля подстилочный слой можно выполнить из антрацита с фракциями 1—1,5 мм высотой 100—150 мм. Такая же подстилка делается при загрузке любого мелкого катионита (0,3—0,7 мм). Для Н-катионитовых фильтров в схемах обессоливания воды подстилку целесообразно выполнить для катионита любой крупности из-за недо-

пушения попадания катнонита в анионитовые фильтры при различных нарушениях дренажной системы в катионитовых фильтрах.

Если фильтр загружен сухим катионитом, фильтр заполняют водой и при открытом воздушнике оставляют на сутки для набухания,

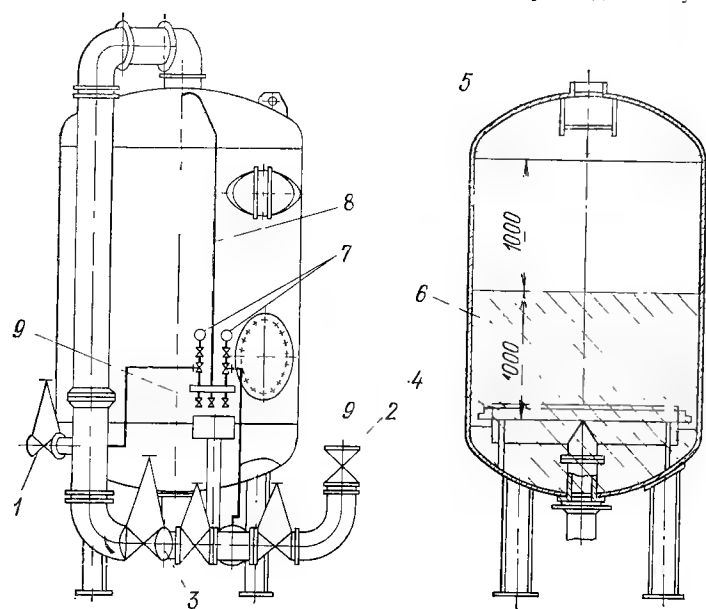


Рис. 10.9. Механический фильтр.

1 — вход осветляемой воды; 2 — выход осветленной воды; 3 — выход промывочной воды; 4 — нижняя дренажная система; 5 — верхняя дренажная система; 6 — фильтрующий материал; 7 — манометр; 8 — воздушник; 9 — пробоборборный кран.

Таблица 10.8. Катиониты отечественного производства

Катионит	Размер фракций, мм	Емкость поглощения, г-экв/м³	Насынная масса, т/м³
Сульфуголь			
I и II сорта:			
крупный	1,2—0,5	200—350	0,65—0,8
мелкий	0,7—0,25		
KY-1	0,2—0,9	500—600	0,6—0,75
KY-2-8	1,5—0,3	1400—1600	0,7

после чего отмывают катионит от пыли и мелочи обратным током воды. Влажный катионит после загрузки можно сразу отмывать. Отмывка производится со скоростью 8—10 м/ч; скорость должна быть до-

статочной для удаления загрязнений, но при этом не должно происходить выноса рабочих фракций катионита.

Отмывку катнонита снизу вверх производят до получения на сбросе из фильтра прозрачной воды. После этого Na-катионит отмывается сверху вниз от кислой воды до получения щелочной реакции по метилоранжу, катионит в фильтрах с «голодной» регенерацией отмывается сверху вниз до щелочности фильтрата, равного щелочности сы-

Таблица 10.9. Расход поваренной соли для первой регенерации Na-катионитового фильтра

Марка реагента	Расход поваренной соли, кг/м³	
	фильтры I ступени	фильтры II ступени
Сульфуголь	80—100	200—240
Катионит KY-1	100—150	200—220
Катионит KY-2-8	100—200	200—250

рой воды. Промывка H-катионита во всех остальных схемах прекращается после его отмывки от пыли и мелочи.

После отмывки всем фильтрам, кроме фильтров с «голодной» регенерацией, производят регенерацию двойным количеством реагента по сравнению с расчетным. Доза кислоты для первой регенерации фильтра с «голодной» регенерацией определяется расчетно-опытным путем.

Расход серной кислоты для регенерации катионита (кроме «голодной» регенерации) определяется в зависимости от марки катионита и состава воды по специальным графикам и номограммам. Расход поваренной соли для первой регенерации определяется по табл. 10.9.

Для загрузки анионитовых фильтров применяются два класса анионитов: слабоосновные (АН-18, АН-31), способные сорбировать только анионы сильных кислот, и сильноосновные (АВ-17, АВ-17-8), способные сорбировать анионы как сильных, так и слабых кислот.

В анионитах имеется значительное количество мелких фракций (0,2 0,3 мм), поэтому следует выполнять подстилку из промытого антрацита фракций 1—3 мм на высоту 200 мм.

Если аниониты поставляются во влажном состоянии, их можно загружать в фильтр, наполовину заполненный H-катионированной водой. Можно загружать влажные аниониты также в фильтры, не заполненные предварительно водой. Аниониты, поставленные в сухом виде, загружают в фильтр, заполненный 8—10%-ным раствором поваренной соли или 3—5%-ным раствором щелочи, и выдерживают в нем в течение суток. Затем анионит отмывают от пыли и мелочи H-катионированной водой снизу вверх, а после осветления воды сверху вниз отмывают от хлоридов или от щелочи.

После отмывки следует вскрыть фильтр и снять верхний неудаленный слой мелочи.

Подготовленному таким образом фильтру делают первую регенерацию полуторным против обычного расходом щелочи. Расход 100%-ной щелочи для регенерации анионитового фильтра определяется по табл. 10.10.

Использование щелочной воды, получающейся при регенерации высокоосновных анионитов и противоточно-ступенчатых фильтров, для регенерации низкоосновных фильтров является обязательным

Фильтры смешанного действия (ФСД) загружаются катионитом и анионитом, которые после их раздельной регенерации перемешиваются сжатым воздухом (см. рис. 10.5, 10.6). При пропускании в ФСД

Таблица 10.10. Расход щелочи для регенерации анионитового фильтра

Марка анионита	Расход щелочи, кг/м³			
	Первая регенерация	Нормальная регенерация	Противоточно-ступенчатое анионирование	
			первое	второе
АН-31 АВ-17	75—90 120—180	50—60 80—120	120	80

воды происходит глубокое обессоливание и обескремнивание воды благодаря наличию в нем большого числа ступеней Н- и ОН-ионирования. Наиболее подходящими для загрузки ФСД являются катионит КУ-2 и анионит АВ-17-8.

Для проведения регенерации катионит и анионит взрыхляющей промывкой разделяются на два отдельных слоя — внизу катионит и вверху анионит. Регенерацию катионита производят кислотой, анионита — щелочью.

Таблица 10.11. Расход серной кислоты и щелочи для регенерации в фильтрах смешанного действия

Марка реагента	Высота загрузки	Расход, кг/м³, 100%-ной	
		серной кислоты	щелочи
Катионит КУ-2	600	70	—
Анионит АВ-17	600—800	—	100

Если регенерация ионитов производится непосредственно в самом фильтре, то фильтр ФСД — с внутренней регенерацией. Из большинства ФСД иониты гидравлически перегружаются в специальные фильтры-регенераторы, откуда после регенерации и отмытки возвращаются в ФСД, где перемешиваются сжатым воздухом. Такие аппараты получили название ФСД с выносной регенерацией и применяются, как правило, при обессоливании и обескремнивании турбинных конденсатов мощных блоков. Загрузку ФСД ионитами производят без всякой подстилки.

Расход 100%-ной серной кислоты и щелочи для регенерации катионита приведен в табл. 10.11.

При проведении первой регенерации указанные расходы удваиваются.

Активированный уголь используется в качестве основной фильтрующей массы в фильтрах для обезмасливания конденсата. Загрузку

Таблица 10.12. Рекомендуемые скорости движения воды в фильтрах, м/ч

Группа фильтра	Технологические операции			
	Работа	Взрыхление	Регенерация	Отмывка
Механический фильтр	5—7	35—40	—	5—7
На-катионитовый I ступени	3—20	8—10	3—5	8—10
На-катионитовый II ступени	3—50	8—10	3—5	8—10
Н-катионитовый	5—25	8—10	8—10	10—12
Анионитовый	5—20	7—8	7—8	10—12
ФСД	Катионит	60—80	7—8	8—10
	Анионит	60—80	7—8	7—8
Фильтр активированного угля	10—14	12—15	—	10—12

Примечание. Скорость фильтрации в ФСД с выносной регенерацией 100—120 м/ч.

активированного угля производят в фильтр, заполненный на одну треть умягченной водой. Уголь выдерживают в воде в течение суток, затем производят его отмывку от солей жесткости. Отмытый фильтр можно включать для обработки конденсата. Скорости движения воды в фильтрах приведены в табл. 10.12.

10.4. ПУСК ОТДЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ХИМВОДООЧИСТКИ

Водоподготовительные и блочные обессоливающие установки заканчиваются монтажом и передаются для наладки за два месяца до начала пусковых операций по энергетическому блоку с таким расчетом,

чтобы к началу химической очистки блока была получена частично обессоленная вода. К началу комплексного опробования блока обессоленная вода должна быть получена по проектной схеме, а блочная обессоливающая установка подготовлена к приему турбинного конденсата.

Срок готовности к пуску водоподготовительных установок и спецхимводоочисток на атомных электростанциях должны укладываться со сроками начала пусковых и предпусковых операций на основном оборудовании. Подготавливается помещение химической лаборатории, которая оснащается химической посудой, реактивами и приборами сначала в объеме, обеспечивающем химический контроль при проведении пусковых операций по энергетическому блоку, а затем в проектном объеме.

Производится нумерация всех запорных органов водоподготовительной аппаратуры бирками из жести, закрепляемыми на корпусах задвижек. Составляется принципиальная схема с идентичной нумерацией задвижек. Производится градуировка дозирующих устройств и мерников и составляются рабочие таблицы.

Проводятся лабораторные опыты для проверки расчетных доз извести, коагулянта и полиакриламида, а также опыты по подбору и уточнению расхода серной кислоты для схемы с «голодной» регенерацией.

Для пуска установки необходимо подготовить к работе реакгентное хозяйство.

Установка, работающая по методу осаждения, включает в себя известкование с коагуляцией или без нее и механические фильтры для осветления известково-коагулированной воды. Осветленная вода направляется на ионообменные установки. Прозрачная грунтовая или водопроводная питьевая вода может сразу же поступать на ионитные фильтры.

Известкование. Если содержание кальция выше щелочности, т. е. $[Ca^{2+}] > [HCO_3^-]$, можно избежать осаждения магния (осаждение магния требует дополнительного расхода извести и усложняет работу осветлителей).

Дозировка извести: $CaO = (Щ_{и.в} + CO_2 + d_k + \alpha) 28 \text{ г/м}^3$.

Для вод с соотношением $[HCO_3^-] > [Ca^{2+}]$ удаление магния оказывается неизбежным в количестве $Mg = Щ_{и.в} - Ca$. Доза извести в этом случае

$$CaO = (2 Щ_{и.в} + CO_2 - Ca + d_k + \alpha) 28 \text{ г/м}^3.$$

Если необходимо удалить весь магний, то

$$CaO = (Щ_{и.в} + Mg + CO_2 + d_k + \alpha) 28 \text{ г/м}^3.$$

Расход технической извести, кг/ч, во всех случаях равен:

$$H_{тех} = \frac{CaO \cdot Q}{10C}.$$

Здесь CaO — расход 100%-ной негашеной извести, г/м³; $Щ_{и.в}$, CO_2 , Ca , Mg — соответственно общая щелочность, содержание свободной углекислоты, кальция и магния в исходной воде, мг-экв/кг; d_k — доза коагулянта, мг-экв/кг; α — избыток извести, обычно 0,1—0,3 мг-экв/кг; Q — производительность осветлителя, м³/ч; C — содержание извести в техническом продукте (обычно 60—70% CaO).

Рабочий раствор известкового молока готовится в циркуляционных смесителях, откуда подается к насосам-дозаторам и далее в осветлитель. Крепость известкового молока обычно составляет 3—6%.

Коагуляция. Для коагуляции совместно с известкованием применяется железный купорос $FeSO_4 \cdot 7H_2O$; при чистой коагуляции, без известкования, используются глинозем и сернокислый алюминий $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$.

Таблица 10.13. Расход коагулянта и флокулянта (ПАА)

Суточный расход 100 %-ного безводного коагулянта, кг/сут	Объем суточного расхода раствора коагулянта, м ³ /сут	Суточный расход технического коагулянта, кг/сут	Суточный расход полиакриламида, кг/сут
$K_{сут} = \frac{24Q\alpha_k d_k}{1000}$	$V_k^{сут} = \frac{K_{сут} 100}{1000 \rho_k}$	$K_{тех}^{сут} = \frac{K_{сут} 100}{C}$	$Q_{пaa}^{сут} = \frac{24 Q q_{пaa}}{1000}$

В формулах:

$K_{сут}$ — суточный расход безводного коагулянта, кг/сут;

Q — производительность осветлителя, м³/ч;

α_k — эквивалентная масса безводного коагулянта; для глинозема — 57,02, для железного купороса — 75, 16;

d_k — доза коагулянта, мг-экв/кг;

ρ_k — плотность раствора коагулянта, т/м³;

$V_k^{сут}$ — объем суточного расхода раствора коагулянта, м³/сут;

ρ — концентрация безводного коагулянта в дозируемом растворе, %;

$K_{тех}^{сут}$ — суточный расход технического коагулянта, кг/сут;

C — процентное содержание безводного коагулянта в техническом продукте;

$Q_{пaa}^{сут}$ — суточный расход полиакриламида, кг/сут;

$q_{пaa}$ — доза полиакриламида, мг/кг.

Рабочий раствор коагулянта готовится в циркуляционном смесителе, имеющем антикоррозионное покрытие. Крепость рабочего раствора 5—7%.

Для ввода коагулянта в осветлитель применяются плунжерные насосы-дозаторы серии НД, выпускаемые заводом «Ригахиммаш». Для дозирования растворов коагулянта насос должен быть кислотоустойчивым (к марке насоса добавляется индекс К).

Насосы для известкового молока индекса К не имеют. Производительность насоса обеспечивает максимальный часовой расход коагулянта, л/ч, и определяется по формуле

$$K_{ч} = \frac{K_{сут} \cdot 1000}{24},$$

где $K_{сут}$ — суточный расход 100%-ного безводного коагулянта, определяемый по формуле, приведенной в табл. 10.13.

Обычно дозы коагулянта находятся в пределах 0,3—1,5 мг-экв/кг. Меньшая доза устанавливается для вод, не загрязненных стоками, с умеренным содержанием взвеси (до 100 мг/кг) и с небольшой окисляемостью, большая — для вод в период паводка с окисляемостью

15 мг/кг и выше, а также для плохо коагулируемых вод даже при низкой окисляемости. Коагулянт предпочтительнее вводить в зону коагентной среды.

Полиакриламид (ПАА) — наиболее распространенный флокулянт, дозируемый в воду для улучшения и ускорения процесса коагуляции. Обычно доза ПАА составляет 0,5—2 мг/кг, причем меньшей дозе соответствует меньшая мутность воды. ПАА дозируют в обрабатываемую воду насосами-дозаторами в виде сильно разбавленных растворов концентрацией 0,1—0,2% спустя 1—3 мин после ввода коагулянта, чтобы к этому времени были завершены процессы образования микрохлопьев и сорбция осаждаемых веществ.

Перед пуском осветлителя после пуска подогревателя сырой воды доводят ее температуру до рабочей $\pm 1^\circ\text{C}$. Затем, предварительно заполнив водой шламоотделитель, начинают подачу воды в осветлитель при открытой продувке с одновременной дозировкой реагентов в следующей последовательности: известь, коагулянт, полиакриламид. После регулирования дозировки закрывают продувочную задвижку и производят заполнение осветлителя.

Ориентировочно при пуске вода должна иметь следующие показатели: избыток гидратов 0,2—0,4 мг-экв/кг; стабильность воды — менее 0,15 мг-экв/кг.

Во избежание нарушения взвешенного шламового фильтра в осветлителях из-за температурных колебаний осуществляется автоматизация подогрева воды.

Двухступенчатое Na-катионирование применяется для получения глубокоумягченной воды с жесткостью менее 0,02 мг-экв/кг. Поваренная соль для регенерации Na-катионитовых фильтров хранится в железобетонных баках в виде насыщенного 26% раствора. Обычно к фильтрам этот раствор, предварительно осветленный в механическом фильтре, подают эжектором через бак-мерник. В эжекторе происходит разбавление насыщенного раствора до 5—10%.

Расход поваренной соли на одну регенерацию фильтра, кг, определяется из уравнения

$$\text{NaCl} = \frac{E_p V q_c}{1000},$$

где NaCl — расход поваренной соли на одну регенерацию фильтра, кг; E_p — рабочая обменная способность катионита, г-экв/м³, зависит от многих эксплуатационных факторов, обычно определяется в процессе наладки, ориентировочно оценивается по заводским данным; V — объем катионита в фильтре, м³; q_c — удельный расход соли на регенерацию, г/г-экв.

Оптимальный удельный расход соли на регенерацию должен обеспечить заданную остаточную жесткость фильтрата и целесообразную обменную способность.

До определения эксплуатационных значений E_p и q_c можно принимать удельный расход соли на регенерацию 40—50 кг/м³ для сульфогеля фильтров I ступени и 100—120 кг/м³ для фильтров II ступени. Указанные цифры для первой регенерации удваиваются.

Н-катионирование с «голодной» регенерацией применяется для снижения щелочности при подготовке воды, идущей для подпитки теплосетей и питания водогрейных котлов. При использовании такой воды для подпитки котлов Н-катионированная вода

должна пройти доумягчение в фильтрах установки, работающей по схеме двухступенчатого Na-катионирования.

Расход серной кислоты на регенерацию Н-катионитового фильтра определяется по формуле в табл. 10.14.

Регенерационный раствор кислоты, подаваемый на фильтры с помощью эжектора или насосом-дозатором, должен иметь концентрацию в пределах 1,5—2%.

Таблица 10.14. Расход кислоты и щелочи на регенерацию

Расход серной кислоты на одну регенерацию Н-катионитового фильтра с «голодной» регенерацией	Расход серной кислоты на одну регенерацию II-катионитового фильтра	Расход едкого натра на одну регенерацию анионитового фильтра
$\text{H}_2\text{SO}_4 = \frac{E_p V q_k}{10c}$	$\text{H}_2\text{SO}_4 = \frac{E_p V a}{10c}$	$\text{NaOH} = \frac{E_p V q}{10c}$

В формулах:

H_2SO_4 — расход 100%-ной серной кислоты на одну регенерацию, кг;

E_p — рабочая обменная емкость катионита или анионита, г-экв/м³;

q_k — удельный расход кислоты на регенерацию Н-катионитового фильтра с «голодной» регенерацией, г/г-экв;

q_k — 45 ÷ 59 г/г-экв;

V — объем катионита или анионита в фильтре, м³;

c — содержание кислоты или щелочи в техническом продукте, %;

a — удельный расход кислоты на регенерацию II-катионитового фильтра, г/г-экв; $a = 100 \div 150$ г/г-экв;

q — удельный расход едкого натра, г/г-экв (для слабоосновных анионитов $q = 60 \div 80$ г/г-экв; для сильноосновных анионитов $q = 160 \div 300$ г/г-экв);

NaOH — расход 100%-ного едкого натра на одну регенерацию.

Н-катионированная вода при «голодной» регенерации имеет щелочность в пределах 0,2—0,7 мг-экв/кг, жесткость, равную сумме постоянной жесткости и остаточной щелочности, мг-экв/кг.

Для устранения колебания щелочности и предотвращения появления кислого фильтрата Н-катионированная вода пропускается через фильтры с высотой слоя сульфогеля 2 м и скоростью фильтрования до 40 м/ч (буферные саморегенерирующиеся фильтры).

Для удаления углекислоты вода поступает в декарбонизатор, остаточное содержание CO_2 после которого при нормальной работе не превышает 3—5 мг/кг.

При параллельном II-Na-катионировании расчетная часть воды подается на Н-катионитовые фильтры, другая часть — на Na-катионитовые фильтры.

Доля воды, направляемая на II-катионитовые фильтры,

$$x = \frac{\text{HCO}_3^- - \text{Щ}_{\text{ост}}}{\text{HCO}_3^- + \text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{NO}_3^-}.$$

Доля воды, обрабатываемой на Na-катионитовых фильтрах, определяется из уравнения

$$y = 1 - x,$$

где x и y — доля воды, подлежащей умягчению на H-катионитовых и Na-катионитовых фильтрах; HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^- — концентрации анионов в исходной воде, мг-экв/кг; $\text{Ш}_{\text{ост}}$ — остаточная щелочность воды, обработанной по схеме параллельного H-Na-катионирования, мг-экв/кг (обычно 0,3—0,4 мг-экв/кг).

Образовавшаяся при смешении потоков свободная углекислота удаляется из воды путем продувки воздухом в декарбонизаторе.

Декарбонизированная вода, если не требуется глубокого умягчения, используется для подпитки тепловых сетей или водогрейных котлов либо подвергается второй ступени Na-катионирования.

Схему параллельного Na-катионирования следует применять только в тех случаях, когда невозможно применить H-катионирование с «голодной» регенерацией, так как при ее осуществлении имеет место сброс кислых стоков.

NH_4 -Na-катионирование применяется для умягчения воды и снижения щелочности и солевого содержания в тех случаях, когда нежелательно применение H-катионирования, требующего защиты оборудования от коррозии, а потребитель пара не возражает против присутствия в паре аммиака.

Умягчение воды методом NH_4 -Na-катионирования основано на замещении катионов кальция и магния на катионы Na и NH_4^+ . Регенерация NH_4 -катионита производится 2—3%-ным раствором сульфата аммония (применяют иногда хлорид аммония, но он дороже).

Метод NH_4 -Na-катионирования может осуществляться или при параллельной схеме (при содержании натрия в воде более 30—35% общей жесткости) и при степени обмена на аммоний больше 90 и меньше 40%, или по схеме совместного NH_4 -Na-катионирования (при остальных значениях содержания натрия и степени обмена на аммоний).

При наличии в исходной воде солей постоянной жесткости метод NH_4 -Na-катионирования рекомендовать не следует в связи с тем, что при недостаточной точной эксплуатации (передозировке сульфата аммония) в котле может образоваться кислота.

Степень обмена катионов жесткости на аммоний (доля воды на NH_4 -катионитовых фильтрах при параллельной схеме), %, определяется по формуле

$$a_{\text{NH}_4} = \frac{(\text{Ж}_k - \text{Ш}_{\text{ост}}) \cdot 100}{\Sigma A},$$

где NH_4 — степень обмена катионов жесткости на аммоний (доля NH_4 -катионированной воды), %; ΣA — сумма анионов исходной воды, мг-экв/кг; остальные обозначения те же, что и выше.

Удельный расход сульфата (хлорида) аммония на регенерацию (также и поваренной соли): I ступень — 50—60 кг/м³; II ступень — 100—120 кг/м³.

При совместном NH_4 -Na-катионировании регенерация производится смесью аммонийного реагента и поваренной соли.

При установлении обменной способности сульфогеля при NH_4 -катионировании (обычно не выше 350 г-экв/м³) можно принимать удельный расход сульфата аммония в пределах 140—200 г/г-экв.

При последовательном H-Na-катионировании часть воды пропускается через H-катионитовые фильтры. Далее кислая во-

да смешивается с остальным количеством сырой воды, которая после удаления из нее углекислоты доумягчается в Na-катионитовых фильтрах. Доля мягкой x и доля сырой воды $(1-x)$ выбираются так, чтобы бикарбонатная щелочность сырой воды полностью нейтрализовала кислотность H-катионированной воды и остался избыток бикарбонатной щелочности $\text{Ш}_{\text{ост}} = 0,7 \div 1,0$ мг-экв/кг.

Доля воды x , направляемая на H-катионитовые фильтры, в процентах от всего количества воды определяется по формуле

$$x = \frac{(\text{Ш}_{\text{и.п}} - \text{Ш}_{\text{ост}}) \cdot 100}{\Sigma A}.$$

Удельный расход серной кислоты при этой схеме близок к теоретическому (1,03—1,15 г-экв/г-экв).

Расход кислоты на регенерацию H-катионитового фильтра, кг, находится по формуле

$$\text{H}_2\text{SO}_4 = \frac{E_p V a}{100},$$

где обозначения те же, что и выше.

При совместном H-Na-катионировании фильтр регенерируют сначала определенным количеством кислоты, а затем, после немедленной промежуточной отмывки, определенным количеством поваренной соли.

Расход 100%-ной серной кислоты на регенерацию 1 м³, кг/м³, определяют по формуле

$$\text{H}_2\text{SO}_4 = \frac{15 V (\text{Na} + \text{Ш}_{\text{и.в}} - 1)}{\text{Ж}_0 + \text{Na}}.$$

Расход поваренной соли на регенерацию 1 м³ катионита, кг/м³, находят по формуле

$$\text{NaCl} = \frac{50 V (\text{Ж}_0 + 1 - \text{Ш}_{\text{и.в}})}{\text{Ж}_0 + \text{Na}}.$$

В этих формулах Na — концентрация ионов натрия в исходной воде, мг-экв/кг, остальные обозначения те же, что и выше.

Концентрация регенерационного раствора кислоты 1,5—2%, поваренной соли 4—6%.

После пропуска соли проводят окончательную отмывку фильтра. Основным показателем правильно проведенной регенерации является наличие остаточной щелочности в пределах 1,0—1,5 мг-экв/кг.

Под частичным обессоливанием воды понимается ее обессоливание без обескремнивания. Анионитовые фильтры в этих схемах предназначены для удаления анионов сильных кислот и загружаются слабоосновным анионитом марки АИ-31 и т. п.

До пуска анионитовых фильтров сначала приводят в рабочее состояние H-катионитовые фильтры и декарбонизатор. После получения H-катионированной воды приступают к пуску анионитовых фильтров.

Удельный расход воздуха для декарбонизатора с кольцами Рашига должен быть не менее 15 м³/м³, скорость движения воздуха — не менее 0,09—0,1 м/с, температура воды 25—35° С.

Регенерация анионита проводится 3—4%-ным раствором едкого натра, подаваемого на фильтры эжектором или насосом-дозатором.

Укрепленный 42%-ный раствор едкого натра хранится в специальных горизонтальных цистернах (рис. 10.10, б) или вертикальных емкостях.

До определения эксплуатационных значений рабочей обменной способности анионита расход технического едкого натра на регенерацию анионитового фильтра, кг, определяют по формуле

$$\text{NaOH} = \frac{(50-60) V}{C} 100,$$

где обозначения те же, что и выше.

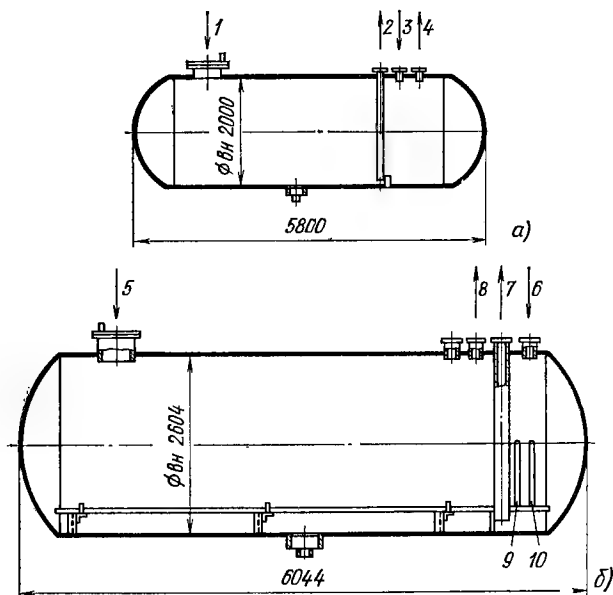


Рис. 10.10. Баки для хранения жидких реагентов.

а — бак для хранения крепкой серной кислоты емкостью 15 м³; б — бак для хранения жидкого едкого натра емкостью 30 м³; 1 — заполнение бака кислотой; 2 — выход кислоты; 3 — подвод сжатого воздуха; 4 — воздушник; 5 — заполнение бака едким натром; 6 — подвод сжатого воздуха; 7 — выход едкого натра; 8 — воздушник; 9 — подвод пара; 10 — выход конденсата.

После проведения нескольких фильтроциклов и определения рабочей обменной способности анионита расход технического едкого натра на одну регенерацию уточняется по формуле в табл. 10.12.

В схемах частичного обессоливания регенерация слабоосновных анионитов кроме едкого натра может производиться содой (NaHCO_3 и Na_2CO_3).

Выбор того или другого реагента диктуется экономическими и технологическими соображениями.

В частично обессоленной воде из катионов остается только Na в количестве до 5 мг/кг, из анионов — H_2SiO_3 в количестве, равном ее содержанию в исходной воде, щелочность находится в пределах 0,1—0,2 мг-экв/кг.

Глубокое химическое обессоливание воды с одновременным обескремниванием заключается в последовательном фильтровании воды через Н-катионитовые, затем анионитовые фильтры. В этой схеме Н-катионитовый фильтр I ступени может загружаться как сульфоглем, так и катионитом КУ-2, для второй ступени лучше использовать катионит КУ-2, но не исключается и применение сульфогля. Выбор конкретного ионита производится в зависимости от места нахождения Н-катионитового фильтра в технологической схеме.

Обменная емкость сульфогля для I ступени в зависимости от качества исходной воды может колебаться от 100 до 400 г-экв/м³ при расходе серной кислоты 25 кг/м³. Это соответствует удельному расходу от 60 до 200 г/г-экв. Обменная емкость катионита КУ-2 в фильтрах I ступени может изменяться в пределах 400—800 г-экв/м³ при расходе кислоты 60 кг/м³ и при регенерации раствором кислоты нарастающей концентрации 1,5—2—3—4—7%. Удельный расход кислоты будет при этом находиться в пределах 80—130 г/г-экв, т. е. гораздо меньше, чем для сульфогля.

Обменная емкость сульфогля во II ступени Н-катионирования составляет 200 г-экв/м³, что при расходе 20 кг/м³ 100%-ной кислоты соответствует удельному расходу 100 г/г-экв; для катионита КУ-2 во II ступени Н-катионирования обменная емкость равна 400 г-экв/м³, расход кислоты составляет 40 кг/м³, удельный расход 100 г/г-экв.

Анионитовые фильтры I ступени загружаются анионитом марки АП-31. Обменная емкость этого анионита при расходе 100%-ного едкого натра $r=50$ кг/м³ и различных соотношениях сульфатов и хлоридов в обрабатываемой воде колеблется в довольно широких пределах — от 500 до 1200 г-экв/м³. Удельный расход щелочи, г/г-экв, может быть найден по формуле

$$q_{\text{ш}} = \frac{r \cdot 1000}{E_p},$$

где $q_{\text{ш}}$ — удельный расход щелочи, г/г-экв; r — расход щелочи, кг/м³; E_p — обменная емкость анионита, г-экв/м³, зависящая от расхода щелочи r и соотношения сульфатов и хлоридов в обрабатываемой воде.

В анионитовые фильтры II ступени загружают анионит марки АВ-17-8. При остаточной концентрации кремнекислоты, не превышающей 0,1—0,3 мг/кг SiO_2 , различных значениях ее в обрабатываемой воде и расходе едкого натра 80 кг/м³ обменная емкость анионита АВ-17-8 по анионам всех кислот колеблется в пределах 400—600 г-экв/м³, удельный расход щелочи при этом составляет 160—300 г/г-экв.

Обменная емкость анионита АВ-17-8 по иону H_2SiO_3 при обескремнивании воды при условии остаточной концентрации SiO_2 не более 0,15 мг/кг и содержании свободной углекислоты в воде, поступающей на фильтр, в размере 3 мг/кг в зависимости от качества обрабатываемой воды может доходить до 500 г-экв/м³ при условии, что расход едкого натра лежит в пределах $r=100-200$ кг/м³.

Удельный расход щелочи в этом случае находится по той же формуле, что и для анионита АН-31.

Солесодержание обессоленной воды не превышает 0,5 мг/кг, щелочность — 0,01 мг-экв/кг, среднее кремнесодержание за фильтроцикл — 0,15 мг/кг SiO_2 .

Фильтры смешанного действия (ФСД) в схеме глубокого обессоливания выполняют роль III ступени и задерживают проскоки всех катионов и анионов.

ФСД, как правило, применяются с выносной регенерацией. Это значит, что после истощения фильтра иониты из него гидравлическим способом перегружаются в фильтры-регенераторы, откуда после регенерации возвращаются в ФСД.

Рабочим материалом ФСД служит шихта, состоящая из смеси анионита АВ-17-8 и катионита КУ-2. Расход 100%-ной кислоты на регенерацию составляет 70 кг/м³ катионита, расход 100%-ного патра едкого — 100 кг/м³ анионита. При нормальной работе ФСД на 1 м³ фильтрата расходуется не свыше 3,5 г H₂SO₄ и 5 г NaOH. Щелочная и кислая воды, получающиеся при регенерации ФСД и фильтров II ступени, обязательно должны использоваться для регенерации фильтров I ступени.

При пуске ФСД необходимо загрузить в регенераторы катионит и анионит, отрегенировать иониты двойным количеством реагента и после предварительной отмывки перегрузить их в ФСД, где после перемешивания сжатым воздухом окончательно отмыть.

Обессоленная вода имеет значение pH менее 7, поэтому в обессоленную воду необходимо ввести рабочий раствор аммиачной воды крепостью порядка 0,8—1,2%; на выходе обессоленной воды из химического цеха следует поддерживать значение pH в пределах 8,0—9,0.

10.5. МОНТАЖ И ПУСК БЛОЧНОЙ ОБЕССОЛИВАЮЩЕЙ УСТАНОВКИ

На ТЭС с прямоточными котлами и на АЭС с реакторами кипящего типа проводятся обессоливание и удаление продуктов коррозии

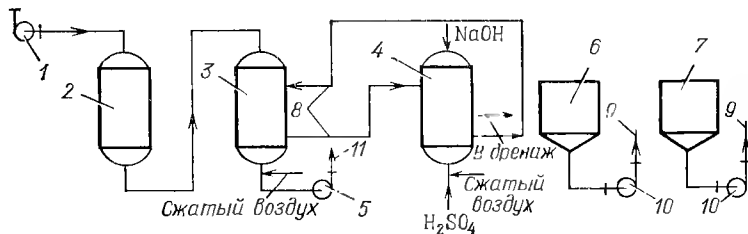


Рис. 10.11. Принципиальная схема блочной конденсатоочистки.

1 — конденсатный насос 1-й ступени; 2 — механический сульфугольный фильтр; 3 — фильтр смешанного действия с выносной регенерацией; 4 — фильтр-регенератор; 5 — конденсатный насос 2-й ступени; 6 — мерник серной кислоты; 7 — мерник едкого патра; 8 — гидроперегрузка ионитов; 9 — растворы реагентов в регенераторе; 10 — насосы-дозаторы реагентов; 11 — очищенный конденсат в деаэратор.

из конденсата турбин. Блочная обессоливающая установка (БОУ) должна обеспечивать очистку всего конденсата, выходящего из конденсатора турбины при всех режимах его работы.

В схеме конденсатоочистки (рис. 10.11) предусматривается обычно установка предвключенных механических фильтров, загруженных

сульфоуглем для обезжелезивания конденсата, и фильтров смешанного действия — для обессоливания и обескремнивания.

На вновь сооружаемых энергоблоках, как правило, ФСД применяются с выносной регенерацией ионитов, при этом иониты транспортируются из ФСД в фильтры-регенераторы (см. рис. 10.5—10.7), где происходит регенерация ионитов и подготовка их к работе. Из регенераторов в ФСД подают уже регенерированные материалы. Механические и ионообменные фильтры устанавливаются на конденсатоочистках без резерва. Каждая группа фильтров должна иметь обводные линии.

Конденсатоочистки устанавливаются в главном корпусе с расположением механических фильтров на нулевой отметке, а ионообменных фильтров и регенераторов — на отметке +6 м в машинном зале.

При монтаже оборудования БОУ можно использовать грузоподъемные механизмы машинного зала.

Пусковые работы на БОУ должны начинаться за 2 мес до первой растопки котла. К конденсатоочистке должна быть подведена обессоленная вода или конденсат для проведения регенераций и гидроперегрузок до первого пуска блока и подготовлен к работе склад реагентов.

Для пуска БОУ необходимо загрузить механические фильтры сульфуголем на проектную высоту (обычно 1,0 м) и после отмывки сульфуголя от пыли и мелочи сделать регенерацию. Затем приступить к пуску ФСД. Для этого в регенераторах после отмывки от пыли и мелочи регенерируют катионит и анионит и перегружают их в ФСД, где после перемешивания ионитов сжатым воздухом отмывают полученную шихту по патрону и кремнекислоту.

Пробный пуск БОУ с включением оборудования по проектной схеме проводится при всех водных отмыках блока и пробных пусках турбины. При пробных пусках проверяют работу отдельных механизмов и оборудования, ведут наблюдение за состоянием оборудования и проверяют качество обработки конденсата на каждом этапе. Нагрузка БОУ при комплексном опробовании соответствует нагрузке турбогенератора в этот период. Качество обессоленного конденсата: содержание железа — менее 10 мкг/кг; содержание натрия — менее 20 мкг/кг; содержание SiO₃²⁻ — менее 20 мкг/кг.

10.6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ХИМВОДООЧИСТКА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Химическая очистка воды на атомных электростанциях выполняет три основные задачи:

обессоливание добавочной воды для восполнения потерь пара и конденсата — схема обессоливания такая же, как и на обычных тепловых электростанциях с прямоточными котлами;

обессоливание турбинного конденсата — БОУ — выполняется по типовой схеме, принятой для блочных тепловых электростанций с использованием азотной кислоты для регенерации катионита вместо серной, применяемой для БОУ ТЭС;

спецводоочистка — служит для очистки, сбора и захоронения активных вод и отходов на АЭС и включает несколько установок для очистки воды методами коагуляции, выпаривания и ионного обмена (рис. 10.12). Установки разделяются на несколько основных систем, которым присваиваются номера.

Установка № 1 — служит для очистки циркуляционного контура от взвешенных и растворенных примесей и радионуклидов. На установку поступает продувочная вода циркуляционного контура. Очистка производится на ионообменных фильтрах. Во время работы фильтры периодически взрываются сжатым воздухом. Фильтры не регенерируются, а по истечении ресурса материалы из них удаляются в хранилище жидких отходов.

Установка № 2 — предназначена для очистки воды бассейна выдержки кассет от коррозионного шлама и создания прозрачности вод

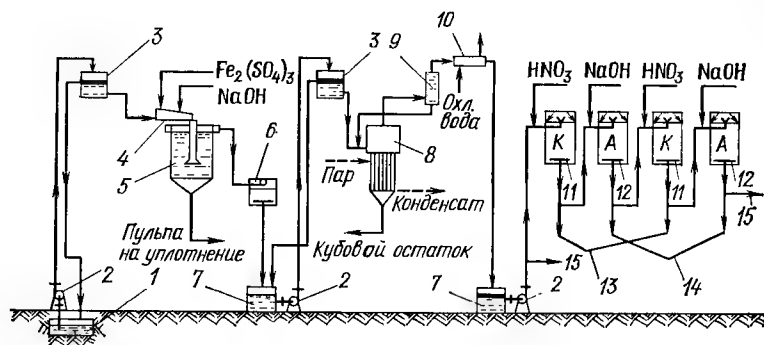


Рис. 10.12. Принципиальная схема спецхимводоочистки.

1 — бассейн выдержки; 2 — перекачивающие насосы; 3 — напорные баки; 4 — осветлитель; 5 — осветлитель; 6 — механический фильтр; 7 — промежуточные баки; 8 — выпарной аппарат; 9 — колонка для очистки пара; 10 — конденсатор; 11 — катионитные фильтры; 12 — анионитные фильтры; 13 — кислый регенерат; 14 — щелочной регенерат; 15 — очищенная вода.

бассейна на глубину до 7 м. Очистка производится на намывных фильтрах. В качестве фильтрующего материала используется перлит.

Установка № 3 — служит для очистки вод контура СУЗ от ионных и взвешенных примесей охлаждающей воды. Очистка от взвесей происходит на перлите, очистка от солей — на катионите и анионите. Иониты не регенерируются, а по истечении ресурса удаляются в хранилище жидких отходов.

Установка № 4 — служит для очистки вод дезактивации, регенерационных и промывочных вод, неорганизованных протечек и всех вод, сливаемых по системам тралов. Указанные воды после усреднения в промежуточных баках поступают на выпарную установку. Кубовой остаток после выпаривания направляется в хранилище жидких отходов, а конденсат пара после дегазации и очистки поступает в бак чистого конденсата или в тратные баки для повторной очистки.

Установка № 5 — предназначена для очистки организованных протечек арматуры и оборудования от продуктов коррозии, следов масла и ионных загрязнений. Очистка производится по схеме намывные механические фильтры — ионообменные фильтры. Ионообменные смолы не регенерируются.

Установка № 6 — предназначена для очистки промывочных вод и взрыхления всех ионообменных фильтров спецхимводоочистки и конденсатоочистки от ионных загрязнений и продуктов коррозии. Очи-

Таблица 10.15. Фильтры водоподготовительные для АЭС с реакторами РБМК-1000, ВВЭР-1000 и ВВЭР-440

Шифр	Производительность, м³/ч	Давление, кгс/см²	Размеры, м		Масса, т
			Диаметр	Высота	

Фильтры ионообменные

АФИ-3,0-16	540	16	3,0	4,1	6,20
АФИ-2,4-90-I	225	92,5	2,4	4,42	26,9
АФИ-2,4-90-II	225	92,5	2,4	4,42	26,9
АФИ-2,0-10	100	10	2,0	3,62	2,42
АФИ-1,5-10	80	10	1,5	4,2	1,92
АФИ-1,0-180-I	40	180	1,0	4,0	9,3
АФИ-1,0-140-I	40	140	1,0	4,0	7,8
АФИ-1,0-10	6	10	1,0	3,2	0,93
АФИ-0,6-16	2	16	0,6	2,0	0,44
АФИ-0,7-10	20	10	0,7	2,3	0,65
АФИ-0,5-10	10	10	0,5	2,38	0,33

Фильтры осветлительные и угольные

АФО-2,6-10	53	10	2,6	3,42	4,25
АФО-1,0-10	40	10	1,0	2,46	0,84
АФУ-2,6-10	30	10	2,6	4,9	4,39

Фильтры смешанного действия с внутренней регенерацией

АФИ-2,0-10Сд	100	10	2,0	4,3	3,24
--------------	-----	----	-----	-----	------

Фильтры намывные

АФНм-1,2-90	250	92,5	1,2	3,0	3,24
АФНм-1,2-10	100	10	1,2	3,45	2,4
АФНм-0,8-10	25	10	0,8	2,6	1,24
АФНм-0,4-10	10	10	0,4	2,49	0,57

Фильтры-ловушки

АФЛ-1,0-6	100	6	1,0	1,64	0,41
АФЛ-0,7-16	80	16	0,7	1,85	0,98
АФЛ-0,5-16	65	15	0,5	1,90	0,3
АФЛ-0,5-10	65	10	0,5	1,90	0,3
АФЛ-0,4-25	20	25	0,4	2,19	0,40
АФЛ-0,2-10	10	10	0,2	1,63	0,10

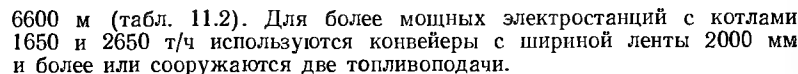
Фильтры-регенераторы

АФР-2,0-10	—	10	2,0	6,54	4,46
АФР-1,0-10	—	10	1,0	4,05	1,11

Оборудование для химводоочисток АЭС указано в табл. 10.15.

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО СКЛАДА И ТОПЛИВОПОДАЧИ

Рис. 11.1. Технологическая схема
топливоподачи на ГРЭС мощно-
стью 1200 МВт.



* Аспирация — создание разрежения в укрытиях за счет отсасывания из них запыленного воздуха с помощью вентилятора, который вместе с укрытием, воздуховодами и пылеуловителями, составляет единую обеспыливающую систему.

11.2. МОНТАЖ КРАНОВ-ПЕРЕГРУЖАТЕЛЕЙ

Краны-перегрузчики предназначены для складских операций по укладке в штабеля и созданию запасов твердого топлива. Краны также погружают топливо для подачи в систему топливоподачи. Основными частями перегружателя являются мост, две опоры, механизм передвижения и грейферная тележка.

На тепловых электростанциях ранее устанавливались краны-перегрузчики решетчатого типа. Они прибывали на строительство

Таблица 11.3. Перегрузчики мостовые грейферные

Наименование	Пролет моста, мм		
	76,2	76,2	60
Производительность, т/ч	500	400	400
Грузоподъемность, т	30	30	25
Полезная грузоподъемность, т	15	15	12
Высота подъема грейфера, м	30	30	25
Емкость грейфера, м³	12—15	12	12
Скорость подъема грейфера, м/мин	65,0	71	66,5
Скорость передвижения, м/мин:			
тележки	225	228	149
перегрузчика	21	27,5	21
Масса перегружателя, т	743—896	791—894	594—694

разобранными на отдельные элементы, общее количество которых достигало нескольких тысяч. Так как краны не проходили на завод-изготовитель полной контрольной сборки, то на монтаже производилось много подгоночных работ.

В настоящее время на электростанциях устанавливаются краны новой конструкции завода «Сибтяжмаш» — трубчатого сечения и завода «Фаута» (ГДР) — коробчатого сечения. Краны новых конструкций проходят на заводе-изготовителе контрольную сборку, поставляются в большем количестве блоков и позволяют выполнять скоростной монтаж (табл. 11.3).

На тепловых электростанциях смонтированы головные образцы кранов-перегрузчиков непрерывного действия с ковшовыми транспортерами. Краны изготавливаются заводом «Сибтяжмаш» в трубчатых конструкциях с пролетом моста 76,2 м и оборудованы ковшовыми транспортерами, ленточными питателями, механизмами для подъема стрелы ковшового транспортера и течек (табл. 11.4).

Для крупных кранов-перегрузчиков можно рекомендовать два основных метода монтажа.

Первый метод — монтаж крана методом полунавесной сборки моста на высоте, в проектное положение, на специально сооруженном стенде из металлических рам и балок с подачей кранами всех конструкций отдельными деталями.

Второй метод — сборка моста крана внизу, на стенде небольшой высоты с последующей установкой методом вертикального подъема всего собранного моста в проектное положение и подводкой

под него жесткой и гибкой опор. Сборка моста осуществляется гусеничными или козловыми кранами.

Для подъема собранного моста применяются рамные конструкции-порталы, оснащенные полиспастами или гидравлическими домкратами. Наибольшее распространение получил второй метод сборки моста крана, как наиболее экономичный и индустриальный. Тросовые полиспасты (монтажный канатный подъемник, табл. 11.5) применяются для подъема мостов массой до 1000 т, при этом используются мощные электрические лебедки грузоподъемностью 12—25 т (рис. 11.2).

Таблица 11.4. Краткие данные крана-перегрузчика завода «Сибтяжмаш»

Наименование	Показатель
Производительность, т/ч	1800
Пролет моста, м	90
Длина консолей, м	29,5 и 33,7
Ширина ленточного питателя, мм	1400
Установленная мощность электродвигателей, кВт	1305
Общая масса оборудования, включая электрооборудование, т	1517

Подъем моста при помощи гидравлических домкратов (гидро-подъемник) осуществляется постепенно, на высоте, в зависимости от хода поршня домкрата. При перезарядке домкратов мост висит на стальных лентах или специальных балках (рис. 11.3).

Выбор способа сборки и подъема моста должен быть обоснован технико-экономическим расчетом. При обоих способах подъема моста — с применением гидроподъемника или монтажного канатного подъемника — устанавливаются порталы соответствующей высоты и грузоподъемности.

До последнего времени порталы крепились при их установке временными расчалками, а во время монтажа моста — постоянными расчалками из стальных канатов с талрепами, закрепленными к специальным якорям.

В настоящее время специальное конструкторское бюро «Мосгидросталь» проектирует порталы с креплением их только анкерными болтами к фундаментам, что упрощает установку порталов и сокращает затраты труда на монтаж и демонтаж их.

До начала монтажа кранов-перегрузчиков должны быть закончены устройство, выверка (табл. 11.6) и заземление подкрановых путей. Для монтажа крана допускается приемка отдельного участка путей длиной не менее трех баз крана.

Для механизации работ по сборке моста крана, сборке и монтажу жесткой и гибкой опор и всего остального оборудования крана, а также для сборки и монтажа монтажного подъемника в ППР выбираются соответствующие механизмы.

Для сборки и монтажа кранов-перегрузчиков грузоподъемностью 32 т и пролетом 76,2, как правило, применяется следующее оборудование: гусеничный кран ДЭК-50 грузоподъемностью 50 т, гусеничный

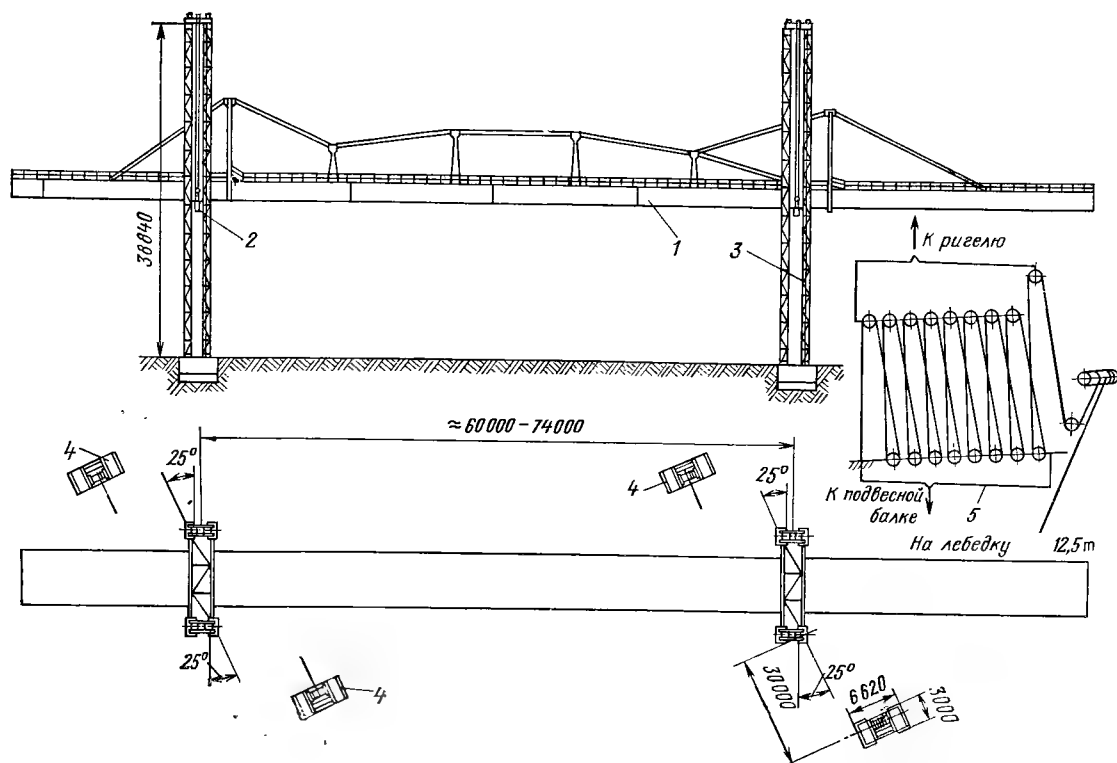


Рис. 11.2. Схема монтажа крана-перегрузчика при помощи монтажного канатного подъемника без расчалок.
1 — кран-перегрузчик; 2 — канатный подъемник; 3 — портал; 4 — электрические лебедки; 5 — схема запасовки полиспаста грузоподъемностью 150 т.

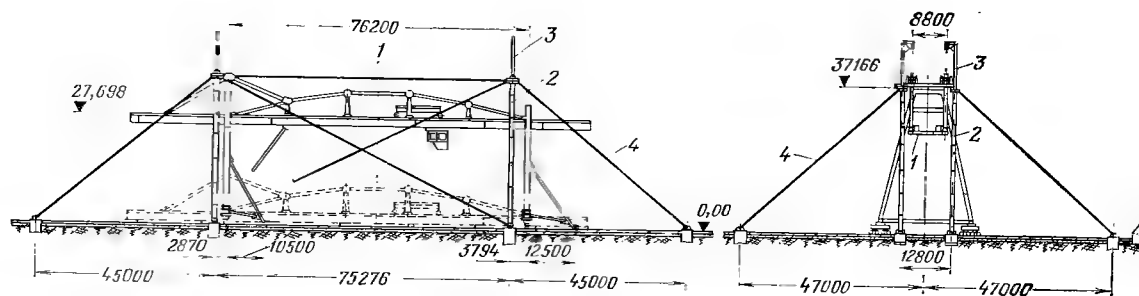


Рис. 11.3. Схема монтажа крана перегрузчика при помощи гидроподъемника.
1 — кран-перегрузчик; 2 — гидроподъемник; 3 — кран-укосина,

кран ДЭК-251 грузоподъемностью 25 т, автомобильный кран КС-3561 грузоподъемностью 10 т.

Для подачи опорных ног под мост крана используются тракторы С-100, а для транспортировки оборудования — трейлер грузоподъемностью 25 т.

Таблица 11.5. Техническая характеристика монтажных канатных подъемников

Наименование	Подъемники		
	2 × 2 × 250	2 × 2 × 200	2 × 2 × 150
Общая грузоподъемность, т	1000	800	600
Скорость подъема груза, м/мин	0,3	0,3	0,4
Количество порталов, шт.	2	2	2
Пролет портала: вдоль моста, м	2,5	2,9	2,9
поперек моста, м	12,2	12,6	12,6
Количество точек подвеса, шт.	4	4	4
Высота стоек подъемника, м	38	38	38
Максимальная высота подъема, м	30	30	30
Суммарная мощность одновременно работающих двигателей, кВт	88	88	88
Род тока и напряжение	Переменный 380 В		
Тип управления	Дистанционный		
Общая масса подъемника, т	200	214,0	190,0
в том числе:			
портала	—	108,2	101,8
механизма подъема	—	97,3	79,9
Лебедка монтажная электрическая грузоподъемностью 12,5 т, 4×6,98 т	—	—	27,92
Балка подъемная, 2×12 т	—	—	24,00
Блоки монтажные БМ-160, 8×1,5 т	—	—	12,00
Траверсы разные 12 шт.	—	—	3,5
Канат 30,5-Г-I-H-160, ГОСТ 3079-69, длина 690 м, 4×2,35 т	—	—	9,40
Разные мелкие детали, т	—	—	2,4
Блок отводной 25 т, 4×0,17	—	—	0,68

Оборудование, подлежащее монтажу, после его доставки на монтажную площадку расконсервируется с полным удалением защитных смазок и лакокрасочных покрытий. Редукторы, установленные на механизмах, а также прибывающие отдельно, разборке не подлежат. Удаление консервирующей смазки производят заливкой редукторов на 2 ч соляровым маслом или керосином с последующей промывкой его легким маслом и заливкой маслом по указаниям смазочных карт.

Оборудование, прибывающее отдельными узлами (ходовые тележки в сборе, механизмы подъема, редукторы в сборе), ревизии не подлежат. Оборудование, прибывающее отдельными деталями (подъемные барабаны, шестерни редукторов, зубчатые муфты, подшипники), подвергают ревизии на монтажной площадке.

Сборку металлических конструкций кранов, проверку правильности сборки (табл. 11.6), а также их окончательную выверку производят после окончания сборки каждого блока до его клепки или сварки.

Таблица 11.6. Допуски на укладку подкрановых путей, сборку металлоконструкций и крановых тележек

Наименование	Допуск, мм
Подкрановые пути	
Пролет крана	30
Ширина колеи тележки механизмов передвижения крана	3
Отклонение оси подкранового рельса от прямой линии на длине 30 м	15
Продольный уклон рельсов на длине 10 м	20, но не более 50 мм на всю длину
Превышение головок рельсов в одном поперечном сечении:	
для крана	20
для тележки механизма передвижения	2
Зазоры в стыках рельсов при длине 12,5 м и температуре окружающего воздуха 0°С	6
При снижении или повышении температуры на 5°С зазор увеличивается или уменьшается	0,75
Металлоконструкции крана	
Пролет крана — расстояние между жесткой и гибкой опорами	20
Размеры консоли (каждой)	20
Длина панели (расстояние между узлами)	8
Высота фермы моста	10
Расстояние между осями ферм	10
Стрела прогиба отдельных стержней длиной l	l/1000
Отклонение величины ординат строительного подъема	+5, —2
Высота жесткой и шарнирной опор	10
Превышение одного рельса над другим	5
Крановые тележки	
Разность расстояний от струп, параллельных оси подкранового рельса, до торца колес	1 на 1 м длины хорды колеса
Смещение вертикальной плоскости симметрии ходового колеса от вертикальной плоскости симметрии рельса	Не более 2 мм
Отклонение по ширине колеи тележки, симметричное для обеих пар колес	Не более 3 мм
Разность диагоналей рельса тележки	Не более 3 мм
Отклонение от горизонтальной плоскости верхней поверхности рамы тележки	Не более 8 мм

При сборке металлических конструкций и установке механического оборудования должна предусматриваться возможность параллельного ведения электромонтажных работ.

Все монтажные стыки подлежат очистке от грязи, наледи, снега и коррозии. Накладки и прокладки стыков, соединяемых на высоте, надежно крепят к стыкам и маркируют. Подготовку стыков, клепку или сварку выполняют в соответствии с требованиями СНиП III.18-75.

Собранные и установленные механизмы подлежат проверке на отсутствие перекоса колес, разность расстояний от струн, параллельных оси.

При испытании крана необходимо проверить:

работу каждого механизма в отдельности путем последовательно включения электродвигателей и правильность включения тормозных электромагнитов и их выключение в соответствии с электросхемами механизмов;

срабатывание концевых выключателей всех механизмов и действие сигнальной аппаратуры, контролирующей их работу;

блокировку механизма передвижения с механизмами противоугольных захватов;

автоматическое действие звукового сигнала при передвижении крана;

блокировку механизмов при совместной работе;

действие аварийного выключателя и аварийных кнопок;

действие дверного контакта.

Для механизмов подъема и передвижения испытания производятся в два этапа: при отсутствии каната и после его монтажа.

Испытание кранов производится в тихую погоду или при скорости ветра не выше 6 м/с. При испытании вхолостую путем включения отдельных механизмов техническая характеристика должна соответствовать проекту. Скорости каждого механизма не должны отличаться от проектных более чем на 15%.

Каждый механизм крана при испытании вхолостую должен выполнять следующие рабочие циклы:

трехкратный подъем и опускание грейфера на всю высоту подъема на минимальной и максимальной скоростях;

трехкратное передвижение тележки на всю величину пролета в оба конца;

трехкратное раскрытие и закрытие грейфера в различных положениях;

двукратное передвижение крана на участке длиной не менее трех баз крана в оба конца.

Для примера приведено краткое описание наиболее распространенного способа монтажа крана-перегрузчика новой конструкции пролетом 76,2 м и грузоподъемностью 32 т.

Монтаж крана-перегрузчика завода «Снбтяжмаш» с двумя консолями общей массой 849,1 т без электрического оборудования осуществляется крупноблочным методом с использованием гидродъемника. Наиболее крупным блоком является мост крана с консолями, представляющими собой сварную трубу диаметром 3000 мм с приваренными к ней ездовыми балками таврового сечения и с рельсами для передвижения грейферной тележки. Расстояние между рельсами 3450 мм. Мост поставляется отдельными секциями значительной длины и массы (рис. 11.4).

Две секции моста — расположенные по оси путей передвижения крана, в верхней своей части имеют сварные конструкции, которыми

опираются на опорные стойки жесткой и гибкой ног крана. Сборка и сварка конструкции моста производится на шпальной выкладке высотой 1,2 м краном ДЭК-50.

Отдельные секции моста имеют массу 53 т, что на 6% выше максимальной грузоподъемности крана, и поэтому требуется осторожность при подъеме этих секций. Секция правой консоли с массой

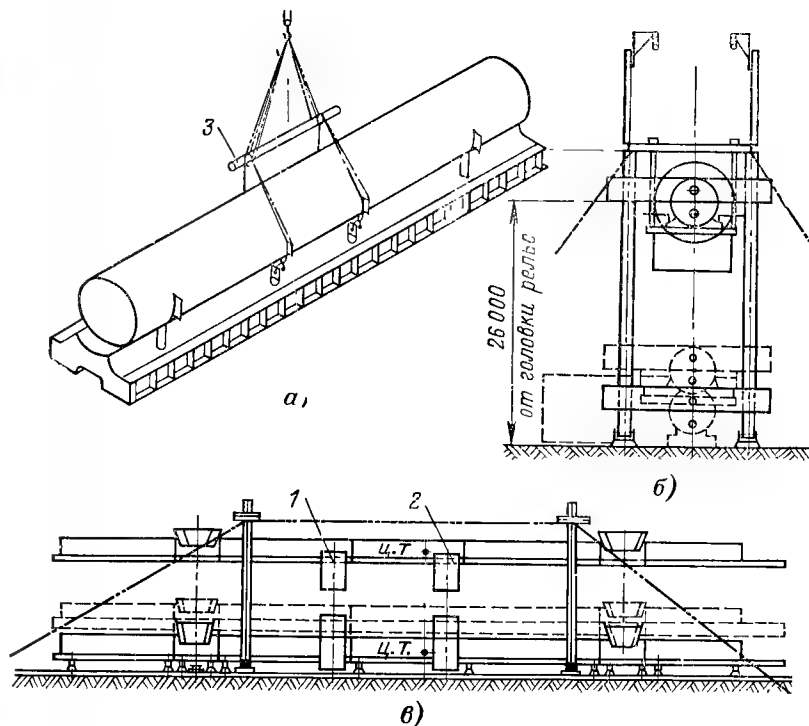


Рис. 11.4. Схема подъема моста крана-перегрузчика.

а — схема строповки моста крана-перегрузчика; б — схема подъема моста крана-перегрузчика (вид с торца); в — то же вид сбоку; 1 — каретка задняя; 2 — каретка передняя; 3 — траверса-распорка.

59,18 т монтируется железнодорожным краном грузоподъемностью 100 т.

Укрупнительная сборка моста начинается с установки второй секции, ось которой должна быть привязана к оси пути мостового перегружателя. При сборке моста должен быть выдержан строительный подъем, заданный заводом-изготовителем. Рельсы грейферной тележки окончательно выверяют и закрепляют после подъема моста и сварки конструкций, включая ноги крана.

При последовательной сборке отдельных блоков моста учитыва-

ют проведение всех такелажных работ, а также сборку и сварку узлов до перехода на следующую стадию работ.

К подъему моста приступают после окончания всех сварочных работ, контроля качества сварных швов, оформления всей исполнительной документации и сдачи сварных швов моста в целом технической инспекции.

Грейферная тележка собирается в стороне от моста на двух железнодорожных платформах, для чего необходимо уложить две временные железнодорожные колеса длиной 30—40 м.

С учетом массы грейферной тележки и кабины управления, которые подвешиваются в процессе подъема моста, блок моста крана будет составлять, т: собранный мост перегружателя 322; лестницы и площадки на мосту 13; монтажно-ремонтное оборудование 11; рельсы и буфера 25; токопроводы 21; монтажные подмости 14; грейферная тележка с электрооборудованием 88,8; кабина управления 2,2. Всего 497 т.

Подъем моста перегружателя на проектную отметку производится двумя ленточными гидropодъемниками грузоподъемностью $2 \times 2 \times 140 = 560$ т. На верхней надстройке ленточных гидropодъемников установлено по две укосины 1,5 т каждая, с помощью которых производится навеска лент отдельными звеньями до подъема моста и демонтаж звеньев лент по мере освобождения их во время подъема моста.

В процессе подъема моста делаются остановки для навески грейферной тележки и кабины управления; для этого мост необходимо поднять на высоту более 6 м, подкатить на двух железнодорожных платформах собранную грейферную тележку и установить ее на мосту. Еще одна остановка требуется, чтобы подвесить к тележке кабину управления.

После навески кабины и раскрепления грейферной тележки мост поднимают до проектной отметки (или выше на 30—50 мм), производится подкатка механизмов передвижения и монтаж опорных стоек перегружателя.

Каждая жесткая и гибкая опора состоит из четырех опорных стоек из труб диаметром 1000 мм, которые внизу опираются с двух сторон на опорные коробки, соединенные с механизмом передвижения крана. Параллельно со сборкой моста на путях перегружателя производится сборка механизмов передвижения.

Опорные стойки монтируются гусеничным краном ДЭК-50. После установки и временного закрепления всех опорных стоек производится опускание моста и окончательная подгонка верхних и нижних стыков стоек.

Сварочные работы выполняют поочередно: вначале сваривают все верхние и нижние стыки на одной опоре с освобождением ленточного гидropодъемника, затем в таком же порядке выполняют работы по второй опоре.

После выполнения всех сварочных работ по обоим опорам крана, проверки качества сварных швов, сдачи стыков технической инспекции можно приступить к демонтажу ленточных гидropодъемников. Демонтаж производят краном ДЭК-50 с башенно-стреловым оборудованием. Затем выполняют монтаж всего остального оборудования, не вошедшего в массу моста и опорных ног. Запасовка грейфера производится в последнюю очередь после полного завершения монтажа и производится опробования механизма передвижения грейферной тележки и механизмов подъема и открывания грейфера.

11.3. МОНТАЖ ВАГОНООПРОКИДЫВАТЕЛЕЙ

Вагоноопрокидыватели роторного типа предназначены для разгрузки прибывающих полувагонов с углем грузоподъемностью 125, 90 и 60 т. Изготавливает вагоноопрокидыватели Зуевский литейно-механический завод Минэнерго СССР (рис. 11.5).

Все типы вагоноопрокидывателей имеют одинаковое конструктивное исполнение, но отличаются количеством опор, массой и производительностью (табл. 11.7).

Таблица 11.7. Техническая характеристика вагоноопрокидывателей

Наименование	Тип вагоноопрокидывателя		
	Роторный	Роторный с зубчатым приводом	Роторный ВРС-125
Число циклов в 1 ч	30	30	25
Производительность, т/ч, полувагонов	—	—	—
грузоподъемностью:			
125 т	—	—	3625
93 т	2790	2790	2325
60 т	1800	1800	1500
Угол поворота, град	175	175	170
Частота вращения ротора, об/мин	1,39	1,38	1,38
Общая установленная мощность двигателей, кВт	96	2×36	142,4
Габаритные размеры, м	23×9,4×8,4	17×8,9×7,9	23,2×9,4×8,4
Масса металлической части, т	204	132	226,7

Для монтажа вагоноопрокидывателей разрабатывается проект производства работ с учетом местных условий, готовности здания, фундаментов и пути подачи оборудования к месту установки.

При наличии готового здания с мостовым краном подъем и установку узлов и механизмов вагоноопрокидывателя производят мостовым краном. Когда здание еще не построено, вагоноопрокидыватель может быть смонтирован гусеничным и железнодорожным краном (когда железнодорожные пути имеются с обеих сторон).

Вагоноопрокидыватель может быть собран в стороне от фундамента и затем надвинут на него. Ротор может быть также собран на сборочной площадке и подан к месту установки на железнодорожной платформе.

В процессе сборки и установки узлов вагоноопрокидывателя должны быть выдержаны допуски (табл. 11.8). Опробование агрегата производят вхолостую и под нагрузкой по инструкции завода-изготовителя.

Для примера приведены данные по монтажу вагоноопрокидывателя для разгрузки вагонов 125 т, имеющего общую массу 226,7 т.

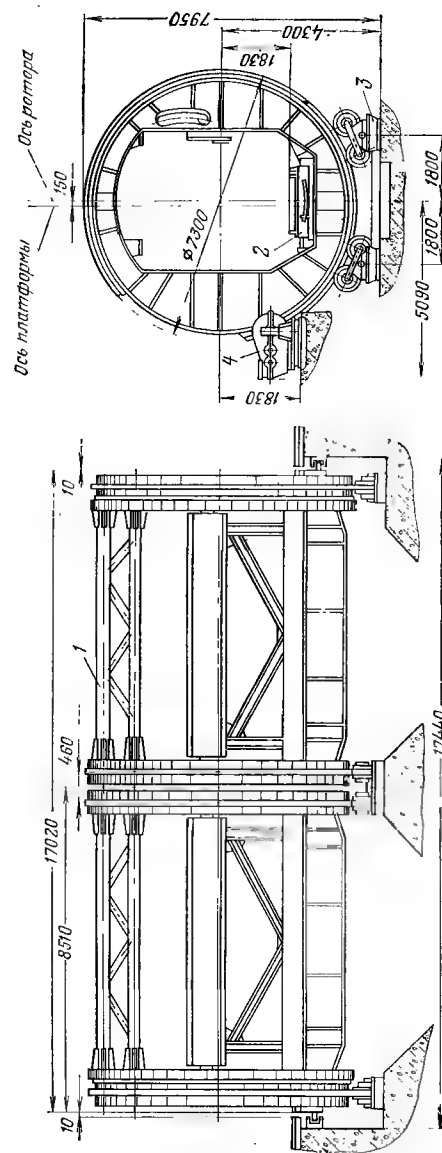


Рис. 11.5. Вагонопрокидыватель роторный.
1 — ротор; 2 — платформа с люльками; 3 — роликоопоры; 4 — привод.

Таблица 11.8. Допуски на монтаж роторных вагонопрокидывателей

Наименование	Допуск, мм
Фундаменты	
Отклонение размеров в плане	± 30
Отклонение по высоте (без учета высоты подливки)	± 30
Смещение привязочных осей фундамента	± 20
Смещение привязочных размеров колодцев для болтов	± 10
Глубина отверстий для фундаментных болтов	$+ 20$
Точность разбивки рабочих осей	± 1
Роликоопоры	
Отклонение отметок осей балансиров роликоопор	2
Разность длин диагоналей между торцами осей траверс	3
Отклонение по уровню на роликах	0,2
Диски ротора	
Непараллельность расположения плоскости бо- бышек и торца зубчатого венца	Не более 0,2 на 1 м длины
Радиальное и торцевое биения венца	Не более 1,5
Отклонение дисков по вертикали	Не более 1 на 1 м длины
Платформа	
Зазор между роликками торцевых упоров и опор- ными поверхностями платформы	10
Непараллельность боковых рам люлек	3—5
Привод	
Радиальный зазор между вершиной зуба при- водной шестерни и шатальной зуба венца	0,2—0,3 модуля
Разность боковых зазоров по длине зуба с обеих сторон	0,15
Контакт в зацеплении рабочих поверхностей зубьев:	
по длине зуба	Не менее 75%
по высоте зуба	Не менее 60%

До начала монтажа оборудована площадка для сборки блоков, выбраны необходимые грузоподъемные механизмы и изготовлены приспособления для сборки и подъема блоков (рис. 11.6).

Сборка блоков производится краном ДЭК-25 со стрелой длиной 14 м, подача блоков — на саних, электрической лебедкой грузоподъ-

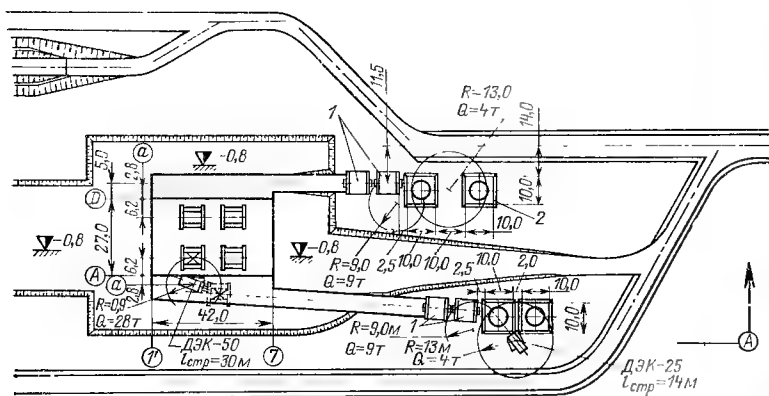


Рис. 11.6. Схема организации площадки для сборки блоков вагонопрокидывателя.

1 — блоки ротора; 2 — площадка для сборки блоков.

Таблица 11.9. Последовательность монтажа блоков вагонопрокидывателя ВРС-125

Наименование	Количество блоков, шт,	Общая масса, т	Общие затраты труда, чел.-дни
Монтаж роликоопор	8	16,2	96
Монтаж блоков ротора	2	54,8	96
Монтаж зубчатого венца	1	7,4	96
Установка люлек и платформы	1	66,4	240
Монтаж опор	3	11,1	72
Монтаж вибраторов	3	12,6	96
Монтаж привода	4	15,3	80
Монтаж централизованной системы смазки	Монтаж россыпью	0,7	72
Монтаж прочих конструкций	—	42,2	156
Пусконаладочные работы	—	—	96
Итого	28	226,7	1100

емностью 5 т, монтаж блоков — гусеничным краном ДЭК-50. После сборки всех блоков осуществляется последовательный монтаж (табл. 11.9).

11.4. МОНТАЖ ДРОБИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Дробильные устройства предназначены для дробления крупных кусков топлива перед подачей в бункера котлов и включают дробилки, грохоты, пересыпные течки и электромагнитные устройства для удаления из топлива металла.

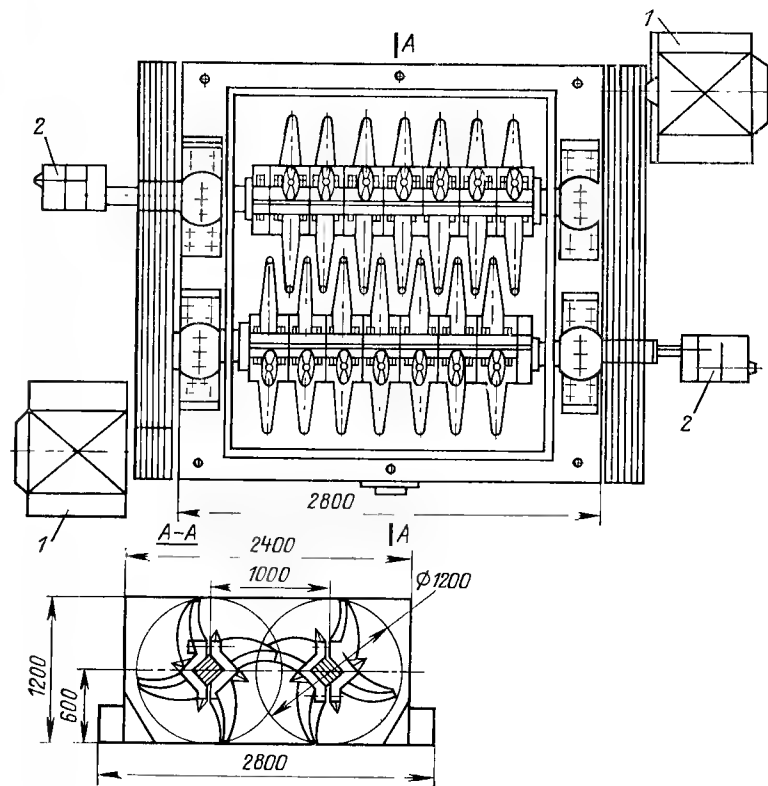


Рис. 11.7. Дискозубчатая дробилка.

1 — электродвигатель; 2 — механическое реле оборотов.

В зависимости от крупности поступающего на электростанцию топлива его дробление осуществляется в одну ступень для мелкого угля с размерами кусков до 300 мм или в две ступени для более крупных кусков. Предварительное (грубое) дробление осуществляется в начале тракта, а затем проводится окончательное (тонкое) дробление.

Для предварительного дробления применяются дискозубчатые дробилки (рис. 11.7, табл. 11.10), а для тонкого дробления — молотковые дробилки (рис. 11.8, табл. 11.11).

На заводе-изготовителе дробилки проходят обкатку вхолостую, без нагрузки. Отгружают дробилки смонтированными на рамах с отсоединенными электродвигателями. Осмотр узлов и деталей производят без нарушения соединений и посадок в узлах; после общего

Таблица 11.10. Дробилки дискозубчатые для угля

Наименование	Марка дробилки		
	ДДЗ-16/3000	ДДЗ-16/2000	ДДЗ-250/1000
Производительность, т/ч	1300	800	700
Размер поступающего куска, мм	1300	1200	900
Размер выходящего куска, мм	50—150	50—150	50
Диаметр звездочки вала, мм	1300	800	1000
Число оборотов вала, об/мин	41	41	200
Мощность электродвигателя, кВт	300	250	30
Масса дробилки с электродвигателем, т	113,8	113,8	11,8

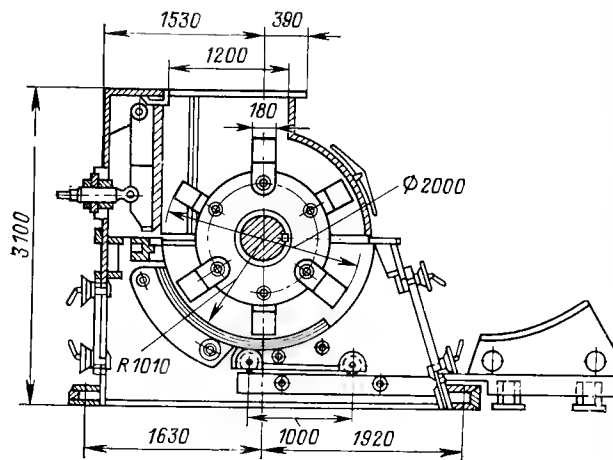


Рис. 11.8. Молотковая дробилка «Уралмашзавода».

внешнего осмотра узлов и деталей со всех обработанных поверхностей должны быть удалены консервирующие покрытия, исправлены обнаруженные дефекты. Подшипники и зубчатые муфты промываются чистым бензином, а затем заливаются рабочей смазкой.

Установку дробилок (табл. 11.12) и электродвигателей на фундаменты производят на металлических подкладках размером 100×450 мм с выверкой горизонтальности (рис. 11.9). Подкладки следует располагать по обе стороны анкерных болтов. Шаг между подкладками — не более 600 мм.

Подкладки должны быть ровными, с гладкой поверхностью, обеспечивающей плотное прилегание при их укладке. Места под подкладки на бетоне должны быть ровно спланированы, а подклад-

Таблица 11.11. Дробилки молотковые однороторные для угля

Наименование	Марка дробилки				
	М-20×30	М-20×20	М-20×20Г	М-13-16В	М-8-6Б
Производительность, м³/ч	850—1000	200—660	600—800	200	24
Крупность кусков, мм	400	600	600	400	250
Число оборотов ротора, об/мин	500	600	595	735	1000
Диаметр ротора, мм	2000	2000	2000	1300	800
Рабочая длина ротора, мм	3000	2000	2000	1600	600
Размер щели между колосниками, мм	15	20	20	13	13
Мощность электродвигателя, кВт	1100	800	800	250	55
Частота вращения, об/мин	500	600	595	735	1000
Общая масса с электродвигателем, т	64,2	66,2	41,2	12,8	2,8

Таблица 11.12. Допуски на монтаж дробилок

Наименование	Отклонение, мм
Горизонтальность установки подкладок на фундаменте	Уклон 0,5 на 1 м длины не более 1,5
Количество подкладок по высоте	3 шт.
Смещение геометрической оси ротора дробилки относительно оси вала электродвигателя	Не более 0,25
Перекос при отсутствии радиального смещения	Не более 0°10'
Ведущий и ведомый шкивы дискозубчатой дробилки должны находиться в одной вертикальной плоскости	Не более 0,5

ки должны прилегать к бетону всей площадью, возможность их прогибания исключается.

Молотковую дробилку и электродвигатель монтируют при условии, что геометрическая ось ротора дробилки не должна иметь радиального смещения относительно оси вала электродвигателя.

При нормальной работе дробилки не должно быть вибрации, заеданий или ударов в движущихся частях, перегрева подшипников до температуры выше $+60^{\circ}\text{C}$, утечки масла из маслосистемы и

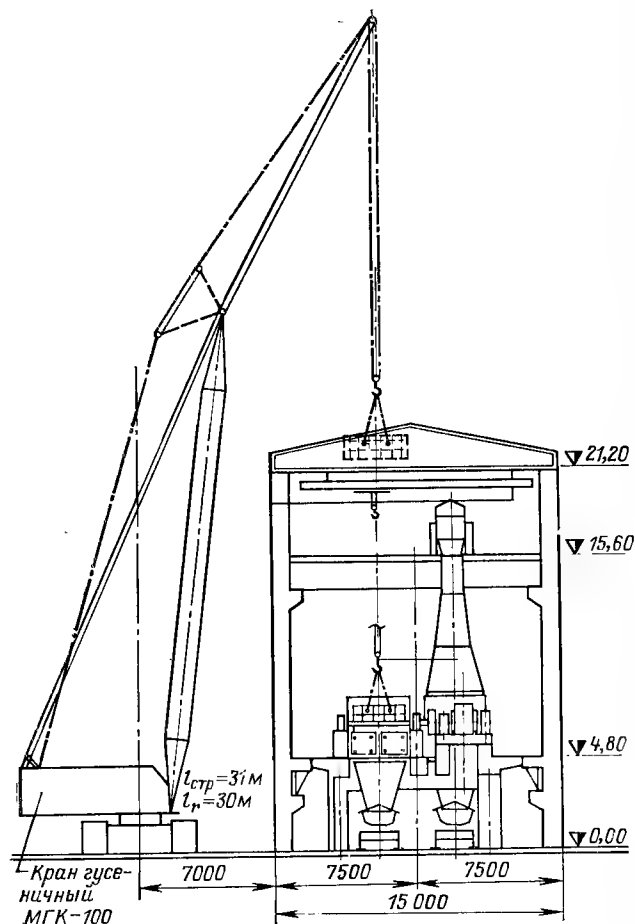


Рис. 11.9. Монтаж оборудования дробильных установок.

подшипников, перерывов в поступлении воды для охлаждения подшипников, водяных рубашек и других охлаждаемых деталей агрегата. Грохоты устанавливают перед молотковыми дробилками. Они служат для улавливания из топлива посторонних предметов и мело-

чи и направления ее мимо дробилок, что повышает производительность дробилок. Применяются грохоты инерционные наклонные (табл. 11.13) и валковые дисковые (табл. 11.14).

Таблица 11.13. Грохоты инерционные наклонные

Наименование	Марка грохота				
	ГИТ-51А	ГИТ-41	ГИС-52	ГИЛ-52	ГИЛ-43
Производительность, т/ч	700	450	160	160	120
Размер просеивающей поверхности, мм:					
длина	3500	3000	4500	4500	3750
ширина	1750	1500	1750	1750	1500
Частота колебаний в 1 мин	780	800	900	970	970
Угол наклона, град	10—30	10—30	10—25	10—25	10—25
Мощность электродвигателя, кВт	22	13	10	7,5	7,5
Крупность кусков, мм, не более	400	1000	150	300	200
Масса грохота без электродвигателя, т	6,33	5,1	3,7	3,49	3,92

Таблица 11.14. Грохоты валковые дисковые для угля и торфа

Наименование	Марка грохота			
	400	200	3600	800
Производительность, т/ч	400	200	3600	800
Вид топлива	Уголь	Уголь	Торф	Торф
Ширина грохота, мм	1428	1128	2260	2200
Количество валков	14	6	14	9
Частота вращения валков, об/мин	39	60	40	44
Размер просеивающих отверстий	167 × 20	167 × 52	130 × 70	200 × 80
Мощность электродвигателя, кВт	17	2,2	22	30
Частота вращения двигателя, об/мин	980	1425	980	900
Масса грохота, т	7,0	2,4	5,41	5,82

Разработана конструкция агрегата, который выполняет одновременно функции питателя и грохота, подает только из бункера в дробилку и одновременно отсеивает мелочи:

Питатель	Грохот электровибрационный
Производительность, м ³ /ч	120
Ширина щели колосняковой решетки, мм	5

Размеры сита (ширина×длина), мм	1500×1300
Площадь грохочения, м ²	2,1
Потребляемая мощность, кВт	4,5
Габариты (длина×ширина×высота), мм	3680×1860×1490
Масса питателя, т	5,54

Для извлечения металлических предметов из слоя угля, транспортируемого ленточными конвейерами, применяются электромагнитные шкивы и железоотделители электромагнитные подвесные (табл. 11.15 и 11.16). Шкивы устанавливаются на разгрузочных воронках вместо приводных барабанов при ширине конвейерных лент 1400—650 мм и работают при толщине слоя топлива 180—250 мм.

Таблица 11.15. Основные размеры электромагнитных шкивов

Наименование	Марка шкива		
	ЭШ-140-100В	ЭШ-100-80В	ЭШ-65-63В
Ширина ленты, мм	1400	1000	650
Диаметр барабана, мм	1000	800	630
Длина барабана, мм	1600	1150	750
Расстояние между подшипниками, мм	1950	1500	1000
Толщина слоя угля на ленте, мм		180—150	
Частота вращения, об/мин	50	50	60
Масса, т	4,2	2,7	0,9

Когда приводные барабаны должны быть футерованными, электромагнитные шкивы устанавливают впереди приводного барабана отдельно с самостоятельным приводом. Электромагнитные шкивы следует хранить в сухих закрытых помещениях при температуре от 8 до 35°С. Ревизию электромагнитных шкивов рекомендуется производить в закрытом помещении. Нагрев обмоток шкивов во время работы допускается до 130—150°С.

Железоотделители электромагнитные подвесные рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха до +35°С и относительной влажности не более 80%. Применяются для конвейеров с шириной ленты 1600, 1400 и 1200 мм, подвешиваются над конвейером (рис. 11.10).

Заводом угольного машиностроения им. Пархоменко изготавливаются подвесные железоотделители двух типов: ЭП1М и ЭП2М с ручной разгрузкой улавливаемого металла, а также ЭПР-120В и ЭПР-160В саморазгружающиеся.

Для передачи топлива между конвейерами в узлах и башнях пересыпки и в дробильном устройстве от дробилок на конвейеры применяются коробка, тетки, рукава, шиберы и другие устройства, которые должны обеспечить поступление топлива по назначению.

Таблица 11.16. Железоотделители электромагнитные подвесные

Наименование	Марка железоотделителя			
	ЭП-2М	ЭП-1М	ЭПР-160В	ЭПР-120В
Ширина ленты конвейера, мм	1600—1200	1000—650	1600—1400	1200—1000
Высота подвески электромагнита над конвейером, мм	450	450	450	450
Масса извлекаемых ферромагнитных материалов, кг	0,5—15		0,5—20	
Толщина слоя угля на ленте, мм	150	130	130	130
Потребляемая мощность, кВт	5,0	3,5	4,75	3,5
Скорость движения ленты конвейера, м/с, не более	2,0		2,0	
Масса, т	3,0	1,5	9,5	6,25

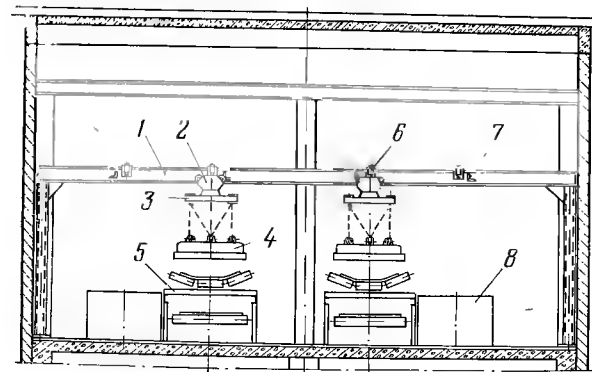


Рис. 11.10. Подвесной металлоуловитель

1 — монорельс; 2 — электроталь; 3 — тросовая; 4 — электромагнит; 5 — ленточный конвейер; 6 — выключатель; 7 — упор; 8 — ящик для металла.

Пересыпные тетки для улучшения прохождения топлива по тракту топливоподачи выполняются круглыми или со скругленными углами без переломов и изгибов. Угол наклона течек принимается для угля и сланца 60°, а для торфа — не менее 65°. Рабочие поверхности течек при транспортировании топлива с повышенным абразивным свойством выполняются из утолщенного листа или со специальными средствами защиты (бронирование течек и др.).

Короба и течки заранее собираются в габаритные блоки, состоящие из тройниковых коробов, шиберов, течек, лотков и рукавов. Масса блока от 0,5 до 3 т. Подъем блоков выполняется башенными кранами, предназначенными для строительных работ. Установка блоков в проектное положение производится мостовыми кранами и тельферами, предназначенными для ремонта оборудования.

В приемных лотках над конвейерными лентами следует тщательно устанавливать уплотнение из технической резины, чтобы не создавать дополнительное сопротивление движению топлива и не сокращать полезную ширину ленты.

11.5. МОНТАЖ ПИТАТЕЛЕЙ УГЛЯ

Питатели угля в системах топливоподачи предназначены для непрерывной подачи топлива на ленточные конвейеры из бункеров разгрузочных устройств или бункеров складов топлива (табл. 11.17).

Применяются ленточные питатели с плоской рабочей ветвью ленты. По конструкции и по принципу действия питатели не отличаются от коротких ленточных конвейеров.

Производительность питателя регулируется изменением толщины слоя топлива на ленте шибером или скорости движения ленты.

Качающиеся питатели изготавливаются двух типов: КЛ и КГ (табл. 11.18).

Для выдачи топлива из бункера на кранах-перегрузателях применяются скребковые или пластинчатые питатели (табл. 11.19). Скребок питатели применяются также под бункерами угля, сланцев и торфа для подачи их к мельничному устройству.

В последнее время применяются для подачи топлива на конвейеры электровибрационные питатели, которые устанавливаются под бункерами разгрузочных устройств и бункерами складов топлива. Вибрационные питатели имеют широкие пределы регулирования производительности (от нуля до максимума), при их установке под бункерами исключается необходимость применения регулировочных шиберов и затворов, кроме того, вибропитатели хорошо работают на угле с крупными кусками (табл. 11.20).

Для выгрузки топлива из щелевых бункеров используются самоходные лопастные питатели (табл. 11.21), выпускаемые Ивановским механическим заводом. Рабочим органом питателя является лопастное колесо, вращающееся вокруг вертикальной оси и передвигающееся на специальной тележке вдоль разгрузочной щели бункера (рис. 11.11). Питатели изготавливаются с отдельным приводом для лопастного колеса и тележки.

Питатели топлива поставляются в собранном виде, а негабаритные питатели — блоками и узлами.

Монтаж питателей заключается в подаче их к месту установки, наружном осмотре для выявления и устранения дефектов, полученных при транспортировке, промывке и заливке рабочим маслом подшипников, выверке установленного механизма и центровке его с электродвигателем.

Для монтажа рельсовых путей лопастных питателей установлены допуски (табл. 11.22).

При холостом опробовании питателя в течение 2 ч необходимо проверить работу механизма на разных скоростях, плавность передвижения или качения рабочей ветви, прочность закрепления всех передач. Все шарнирные соединения рычагов должны допускать сво-

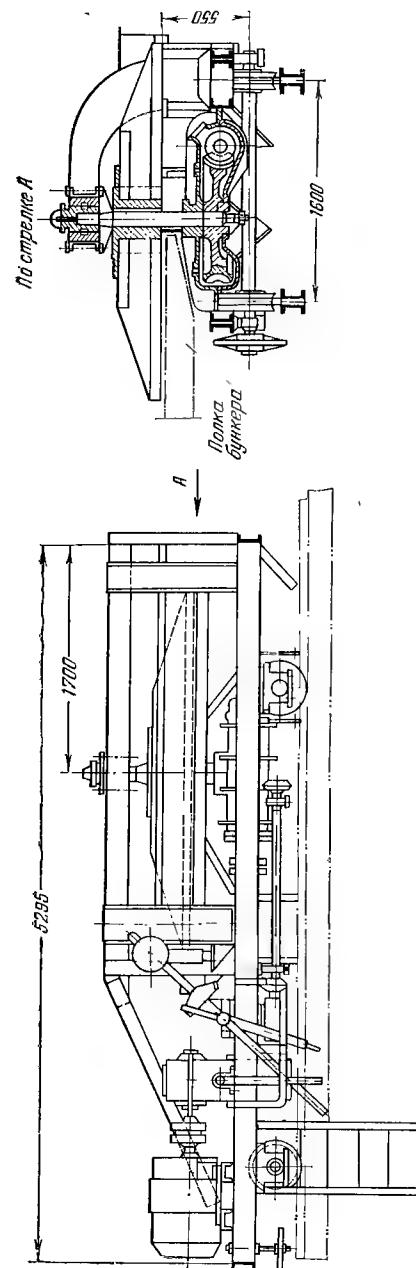


Рис. 11.11. Лопастный питатель угля.

Таблица 11.17. Питатели ленточные для подачи угля из бункеров

Ширина ленты, мм	Длина, м	Высота слоя, мм	Производительность, м³/ч	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, т
800	2,0	200	270	4,5	1,26
500	2,0	200	120	1,7	0,94
400	3,2	200	35—80	1,0	0,56

Таблица 11.18. Питатели качающиеся

Наименование	Марка питателя							
	КЛ-12	КЛ-10	КЛ-8-1	КЛ-8-2	КТ-12	КТ-10	КТ-8	КТ-5
Производительность, м³/ч	570	370	275	185	250	160	125	55
Максимальный ход лотка, мм	200	200	200	200	135	135	176	190
Мощность электродвигателя, кВт	13,0	1,5	5,5	3,0	13	10	5,5	4,0
Габариты, мм:								
длина	4,16	3,79	3,34	2,83	—	3,44	2,95	2,58
ширина	1,9	1,57	1,25	0,92	—	1,33	1,16	0,91
высота	1,6	1,42	1,29	1,01	—	1,51	1,21	0,86
Масса питателя, т	2,17	1,7	1,21	0,88	3,83	2,37	1,3	0,8

Таблица 11.19. Питатели скребковые стационарные для угля и торфа (извлечение из ГОСТ 8332-71)

Марка питателя	Производи- тельность, т/ч	Ширина корпуса, мм	Размеры патрубков, мм		Расстояние между осями патрубков, м	Потребляемая мощность, кВт
			входного	выходного		
Питатели для угля и сланцев						
СПУ-1100	26—160	1100	2200×1100	1100×1100	8,0 10,0	28,0 13,0
СПУ-900	13—80	900	1800×900	900×900	5,0	
					8,0	
					9,5	

Продолжение табл. 11.19

Марка питателя	Производительность, т/ч	Ширина корпуса, мм	Размеры патрубков, мм		Расстояние между осями патрубков, м	Потребляемая мощность, кВт
			входного	выходного		
СПУ-700	6—40	700	1400×700	700×700	3,0	5,0
СПУ-500	1,3—8	500	1000×500	500×500	6,0	
					9,0	
					1,5	1,0
					3,0	

Питатели для торфа

СПТ-1100	10—60	1100	2200×1100	1100×1100	7,0	6,0
СПТ-700	5—30	700	1400×700	700×700	1,0	3,0

Таблица 11.20. Электровибрационные питатели

Наименование	Марка питателя					
	ПЭВ2-14-15	ПЭВ2-1×12	ПЭВ2-12-13	ПЭВ2-10-11	ПЭВ2-02	ПЭВ2-01
Производительность, м³/ч	300	100—500	160	90	60	30
Двойная амплитуда колебаний лотка, мм	2,2	0,9	1,8	1,6	1,6	1,5
Потребляемая мощность, кВт	8,0	4,0	4,0	2,0	1,0	0,5
Габариты, м:						
длина	4,74	3,80	3,81	3,51	3,09	2,45
ширина	1,78	2,07	1,46	1,18	1,17	1,06
высота	2,04	1,25	1,61	1,37	0,96	0,83
Масса питателя, т	5,4	4,81	3,22	2,05	0,95	0,63

Таблица 11.21. Лопастные угольные питатели (извлечения из ГОСТ 17027-71 *)

Марка питателя	Продолжительность, т/ч		Количество выдающих патрубков, шт.	Размеры приемных патрубков, мм	Потребляемая мощность, кВт	Масса, т
	номинальная	максимальная				
ППЛ-20	20,0	28,0	2	1000×1000	—	—
ППЛ-14	14,0	20,0	2	1000×1000	—	—
ППЛ-10	10,0	14,0	2	800×800	2,0	1,48

Марка питателя	Производительность, т/ч		Количество выдающих патрубков, шт.	Размеры приемных патрубков, мм	Потребляемая мощность, кВт	Масса, т
	номинальная	максимальная				
ППЛ-7	7,0	10,0	2	800×800	2,0	1,48
ППЛ-5	5,0	7,0	1	800×800	2,0	0,58
ППЛ-3,5	3,5	0,5	1	670×670	1,0	0,58

Таблица 11.22. Допуски на монтаж рельсовых путей лопастных питателей угля

Наименование	Допуск, мм
Расстояние от головки рельса до плоскости бункера	± 3
Расстояние от плоскости стола до нижней части лопаток рабочего колеса	20
Допуски на расстояние между средними плоскостями рельс колес	± 3
Разность отметок головок рельс: по сечению пути по длине пути	Не более $\pm 2,5$ Не более ± 3

бодное вращение элементов относительно друг друга и исключать шатание в шарнирах.

11.6. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ЛЕНТОЧНЫХ КОНВЕЙЕРОВ И ВЕСОВ

Основным типом механизма для подачи твердого топлива от приемно-разгрузочного устройства или склада к бункерам котлов являются ленточные конвейеры горизонтального или наклонного расположения (рис. 11.12).

Основные параметры и размеры ленточных конвейеров установлены ГОСТ 22644-77, предусматривающим ширину ленты, мм: 300; 400; 650; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 2000; 2500; 3000.

На крупных электростанциях в настоящее время применяются ленты шириной от 650 до 2000 мм. В перспективе могут быть применены ленты шириной 2500 и 3000 мм. В табл. 11.23 приведены данные по конвейерам с лентой от 650 до 3000 мм.

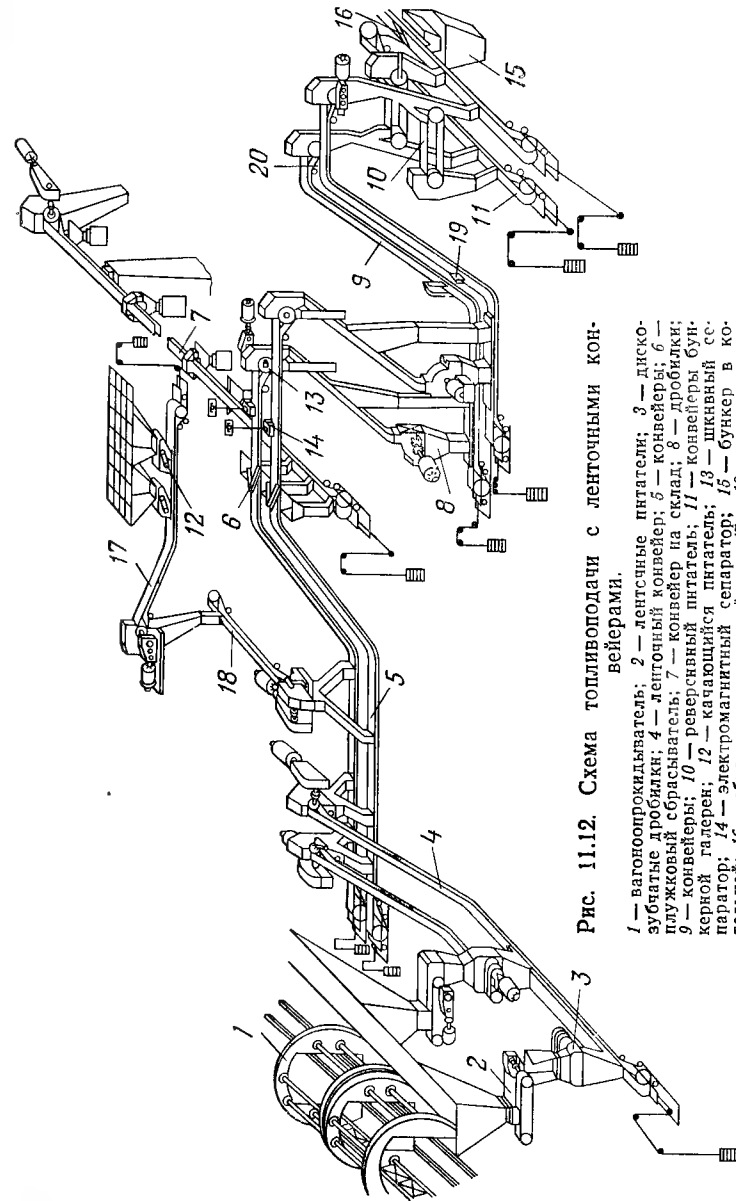


Рис. 11.12. Схема топливозадачи с ленточными конвейерами.

1 — вагонопрокидыватель; 2 — ленточные питатели; 3 — дискозубчатые дробилки; 4 — ленточный конвейер; 5 — конвейер; 6 — плужковый сбрасыватель; 7 — конвейер на склад; 8 — дробилки; 9 — конвейер; 10 — реверсанный питатель; 11 — конвейер бункерной галереи; 12 — качающийся питатель; 13 — шкворный сепаратор; 14 — электромагнитный сепаратор; 15 — бункер в конвейер; 16 — сбрасывающее устройство; 17 и 18 — односторонние конвейеры; 19 — ленточные весы; 20 — пробоборборная установка.

Номинальная скорость ленты, м/с: 0,25; 0,315; 0,40; 0,50; 0,63; 0,80; 1,0; 1,25; 1,60; 2,00; 2,50; 3,15; 4,00; 5,00; 6,30; 8,00; 10,00.

На конвейерах для транспортирования топлива применяются скорости 1,25; 1,60; 2,00; 2,50; 3,15 м/с.

Таблица 11.23. Номинальная производительность горизонтальных конвейеров при скорости 1 м/с

Форма рабочей ветви ленты	Ширина ленты, мм								
	3000	2500	2000	1600	1400	1200	1000	800	650
Производительность, м³/ч									
Желобчатая*	2500	1600	1000	650	500	400	250	160	100
Плоская	1000	630	400	250	200	1600	100	63	40

* Угол наклона боковых роликов верхней опоры равен 20°.

Производительность и ширина ленточных конвейеров для ТЭС в соответствии с методикой института «Теплоэлектропроект» определяются в зависимости от ширины и скорости ленты (табл. 11.24).

Таблица 11.24. Производительность и ширина ленточных конвейеров

Производительность ленточных конвейеров, т/ч	Ширина ленты конвейера, м
$Q = R_{\varphi} B^2 v \gamma R_{\beta}$	$B = \sqrt{\frac{Q}{R_{\varphi} v \gamma R_{\beta}}}$

В формулах:

Q — производительность конвейера, т/ч;

B — ширина ленты, м;

v — скорость ленты, м/с;

R_{φ} — коэффициент, зависящий от угла наклона боковых роликов верхней опоры и равный 295 при $\varphi = 20^\circ$ и 355 при $\varphi = 30^\circ$;

γ — насыпная масса топлива, т/м³;

R_{β} — коэффициент, зависящий от угла наклона конвейера.

Угол наклона конвейера β	0—10°	11—12°	13—14°	15—16°	17—18°
Коэффициент R_{β}	1,00	0,98	0,96	0,94	0,92

Институт «Теплоэлектропроект» применяет наибольший угол наклона конвейера для каменного угля 16—17°, для фрезерного торфа — до 20—21°.

Из формулы в табл. 11.24 видно, что угол наклона боковых роликов, т. е. форма роlikоопор, имеет существенное значение для производительности ленточных конвейеров.

При проектировании трактов топливоподачи для ТЭС принимают верхние желобчатые роlikоопоры, состоящие каждая из трех одинаковой длины роlikов с углом наклона боковых роlikов 20° к горизонтальной плоскости. Вместе с тем применяются желобчатые трехроlikовые опоры с углом наклона боковых роlikов 30°. При такой форме роlikоопор увеличивается поперечное сечение слоя

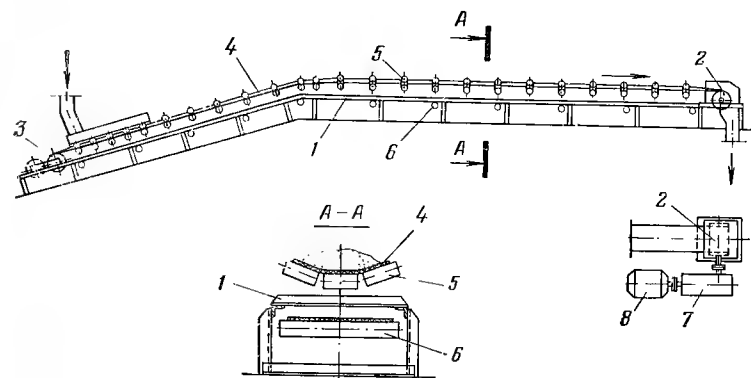


Рис. 11.13. Ленточный конвейер.

1 — металлоконструкция; 2 — приводной барабан; 3 — натяжной барабан; 4 — конвейерная лента; 5 — верхние роlikоопоры; 6 — нижние роlikоопоры; 7 — редуктор; 8 — электродвигатель.

топлива на ленте и повышается производительность конвейера. Нижние роlikоопоры конвейера имеют один гладкий ролик (рис. 11.13).

Натяжное устройство компенсирует вытяжку ленты, обеспечивая тем самым надежное сцепление ее с приводным барабаном. При длине конвейера до 30 м применяются винтовые натяжные устройства. При большей длине устанавливаются грузовые натяжные устройства горизонтального или вертикального типов. Разгрузка топлива с ленты конвейера производится в любом месте по его длине с помощью специальных разгрузочных устройств.

До начала монтажа следует проверить комплектность поставленного оборудования. В комплект конвейера входят конвейерная лента, привод, приводной барабан, натяжное устройство, роlikоопоры, не приводные барабаны, металлоконструкция, предохранительные устройства, электротолкающая аппаратура.

По заказу потребителя в комплект конвейера должны включаться очистные и разгрузочные устройства.

Монтаж металлоконструкций конвейеров начинают с проверки фундаментов и опорных поверхностей бетона, на которых крепятся конструкции. Разбивают главные оси конвейера, а также оси приводного и натяжного устройств; проверяют горизонтальные отметки по реперам.

Металлоконструкции конвейера монтируют блоками, состоящими из опор приводной и натяжной станций и секций средней части конвейера длиной по 5—7 м.

Поверхности металлических опор под подшипники приводного вала, редуктора, натяжные и поворотные устройства должны располагаться в одной горизонтальной плоскости; отклонение от горизонтальности указанных элементов допускается до 3 мм (табл. 11.25). Подливку опор конструкции производят бетоном, приготовленным на мелком щебне, или строительным раствором.

Таблица 11.25. Допуск на монтаж опорных конструкций

Наименование	Допуск, мм
Отклонение поверхности опоры по высоте	2
Отклонение верхней плоскости опоры и опорных деталей	1,5
Смещение анкерных болтов металлоконструкций:	
расположенных внутри контура опоры	5
расположенных вне контура опоры	10
Отклонение в длине анкерного болта, выступающего над поверхностью опоры	20
Отклонение в длине нарезки анкерного болта	20

Вдоль конвейеров на расстоянии не более 25 м один от другого устанавливают переходные мостики с лестницами для выхода и входа на дорожки между конвейерами. В процессе монтажа лестниц и площадок высотные отметки выдерживают с точностью до 10 мм.

Привод конвейера состоит из приводного барабана, редуктора и электродвигателя. Редуктор и электродвигатель поставляются в законченном виде и на монтаже разборке не подлежат. Номинальный диаметр приводных и не приводных барабанов, мм: 630; 800; 1000; 1250; 1400; 1600; 2000 и 2500.

Приводные барабаны поставляются гладкими и футерованными. Длина обечайки барабанов должна быть больше ширины ленты на следующие величины: при ширине ленты 800 и 1000 мм — на 150 мм; при ширине ленты 1400 мм и выше — на 200 мм.

Допускается отклонение номинальных диаметров барабанов, обечайки которых изготовлены из труб, в пределах $\pm 5\%$.

Приводы конвейеров следует устанавливать по чертежам. Геометрические оси барабанов должны быть перпендикулярны продольной оси конвейера. Барабаны после монтажа должны свободно вращаться.

Допустимый момент приведения барабана во вращение, кгс-см, определяется по формуле

$$M = \frac{\omega CD}{2},$$

где ω — коэффициент сопротивления вращению, равный 0,07; C — масса вращающихся частей барабана, кг; D — наружный диаметр барабана, см.

Радиальное биение барабанов не должно превышать значений, приведенных табл. 11.26.

Привод монтируется из одного укрупненного блока, редуктора и электродвигателя. Блок состоит из металлической рамы, приводного и отклоняющего барабанов и скребков для очистки барабанов. Длина блока — от 3 до 4,5 м, масса в зависимости от ширины ленты — от 10 до 14 т.

Таблица 11.26. Допустимое радиальное биение барабана, мм

Тип барабана	Диаметр барабана, мм		
	630 и 800	от 800 до 1600	свыше 1600
Нефутерованный однобарабанного привода	2,0	2,5	3,0
Футерованный однобарабанного привода	3,0	4,0	5,0

Тележка натяжного грузового устройства должна опираться всеми катками на поверхность качения направляющих при непараллельности путей для тележки и отклонении ширины колеи не более 2 мм. Перемещение тележки на всю длину хода и вращение ба-

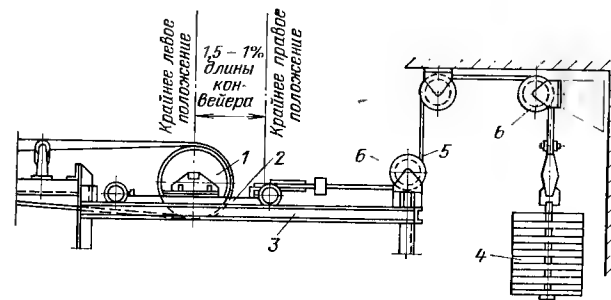


Рис. 11.14. Установка натяжного устройства конвейера.

1 — оборотный барабан; 2 — натяжная тележка; 3 — рама; 4 — груз; 5 — трос; 6 — направляющие блоки.

рабанов должны быть легкими и плавными, без заеданий и заклинивания. Грузы натяжных устройств должны обеспечивать необходимое натяжение ходовой части, а натяжной вал при натянутой ходовой части должен иметь запас хода не менее $\frac{2}{3}$ в сторону контргруза (рис. 11.14).

Для винтовых натяжных устройств необходимо обеспечить параллельность и прямолинейность направляющих, а также свободное передвижение ползунов и вращение натяжных винтов без заеданий.

В натяжном устройстве положение натяжного барабана и грузов должно обеспечивать возможность подтягивания ленты. На раме

натяжного устройства устанавливаются буферные упоры, препятствующие падению тележки в случае обрыва ленты.

Ход натяжного устройства конвейера I_n , м, вычисляют по формуле

$$I_n = KEL,$$

где K — коэффициент, зависящий от угла наклона конвейера: для конвейера с углом наклона до 10° $K=0,85$, а, более 10° $K=0,65$; E — нормируемый показатель удлинения ленты по основе при на-

Таблица 11.27. Размеры роликов для роликоопор

Ширина ленты, мм	Диаметр ролика, мм	Длина ролика, мм		Угол наклона бокового ролика, град*
		верхнего для желобчатой опоры	нижнего	
650 800	108, 133 108, 133, 159	250 315	750 950	10; 20; 30
1000 1200 1400 1600 2000 2500 3000	108, 133 159, 219 133, 159 194, 219, 245 159, 194 219, 245 —	380 465 530 600 750 1000 1150	1150 1400 1600 1800 2200 — —	10; 20; 30; 45

* Угол наклона бокового ролика $\alpha=10^\circ$ применяется только в верхних желобчатых роликоопорах, устанавливаемых у барабанов в головной и концевой частях конвейера (переходные роликоопоры).

грузке, составляющей 10% номинальной прочности образца: $E=3,5\%$; L — длина конвейера, м.

Натяжное устройство собирается в блок, состоящий из металлической рамы, натяжного и отклоняющего барабанов, скребков для очистки барабанов и ограждения. Длина блока зависит от ширины ленты и составляет от 4 до 5,5 м. Масса блока — от 7 до 10 т.

Ролики для ленточных конвейеров изготавливаются из труб номинального диаметра, мм: 63; 89; 108; 133; 159; 194; 219; 275. Ролики диаметром 219 и 275 мм изготавливаются только амортизирующими. В энергетических установках наибольшее распространение получили ролики диаметром 108; 133; 159; 194 мм (табл. 11.27).

До начала монтажа необходимо проверить состояние роликов и их основные размеры. Размер между лысками на осях роликов L должен быть равен:

$$L_1 = L + 8 \text{ мм},$$

где L — длина ролика, мм.

Предельные отклонения на размер L_1 установлены следующие: для $L_1 \leq 750$ мм 1 мм; для $L_1 \geq 750$ мм 2 мм.

Радиальное бисие роликов не должно превышать 1,5% диаметра ролика.

При монтаже роликоопор надлежит выполнять следующие требования: верхние образующие роликов смонтированного конвейера должны быть параллельны и лежать в одной горизонтальной или наклонной плоскости или в одной поверхности, очерченной общим радиусом (на кривых участках конвейера) с отклонением не более 2 мм.

Все роликоопоры должны быть расположены симметрично относительно продольной оси конвейера. Смещение середины ролика от оси может допускаться до 5 мм. Положение установленных роликов проверяют при помощи натянутого шнура; в вертикальной плоскости ролики регулируют подкладками: перпендикулярность роликов к продольной оси конвейера проверяют угольником, после чего болты крепления роликоопор затягивают; установка роликоопор неперпендикулярно к оси конвейера вызывает сбежание ленты.

В местах изменения формы ленты от плоскости к желобчатой (у барабанов) рекомендуется устанавливать одну-две промежуточные роликоопоры с уменьшенным углом наклона. Для предотвращения поперечного смещения ленты во время движения часть желобчатых роликоопор (каждую 5-ю и 6-ю по ходу ленты) устанавливают наклонно под углом $2-3^\circ$ к горизонту.

На обеих ветвях ленты (верхней и нижней) устанавливают направляющие или центрирующие роликоопоры, состоящие из поворотной рамы и роликов. Лента при смещениях упирается в ролики, поворачивает раму и вследствие воздействия роликов на раму вновь перемещается к оси конвейера.

Перед укладкой ленты на роликоопоры необходимо убедиться в том, что ролики всех опор, включая центрирующие, свободно вращаются от руки.

Роликоопоры монтируют блоками, собранными на монтажной площадке или в мастерских. Блоки состоят из металлической панели, на которой установлены желобчатые роликоопоры, центрирующие и регулирующие роликоопоры, а также ограждение. В некоторых блоках включены также нижние плоские роликоопоры. Длина блока 6—8 м. Масса блока 0,8—2,0 т.

Подъем блоков и подача их в проем на кровле эстакады производят автомобильным краном со стрелой 18 м. В дальнейшем блоки передают на кошку с талью необходимой грузоподъемностью, при помощи которой их устанавливают в проектное положение (табл. 11.28).

Для разгрузки топлива с ленточных конвейеров применяются разгрузочные устройства двух типов: барабанные сбрасывающие тележки и плужковые сбрасыватели. Барабанные тележки применяются для конвейеров с шириной ленты 800—1400 мм.

Для распределения топлива по бункерам котлов применяются стационарные плужковые сбрасыватели (табл. 11.29), которые получили широкое применение в связи с автоматизацией топливоподачи (рис. 11.15).

Сызранский турбостроительный завод изготавливает сбрасыватель плужковый двухсторонний для конвейера с лентой 2000 мм со следующими данными: производительность при транспортировании фре-

зерного торфа 3600 м³/ч и угля 1300 м³/ч; скорость ленты конвейера — 2 м/с; крупность кусков топлива до 25 мм; масса — 7,13 т.

Для конвейера с лентой шириной 1600 мм применяется сбрасыватель плужковый передвижной с канатным приводом: производи-

Таблица 11.28. Допуски на монтаж конвейеров

Наименование	Допуск, мм
Биение приводного и натяжного барабанов	0,8
Биение ролика роlikоопоры	0,012 на- ружного диаметра
Отклонение отверстий для крепления роlikоопор в опор- ных конструкциях в горизонтальной плоскости	±3
Отклонение поверхности смонтированных роlikов ро- ликоопор от плоскости нижней поверхности ленты	±1
Смещение оси симметрии роlikоопоры относительно оси симметрии конвейера	±1
Зазор между стенками приводного барабана и стенка- ми перегрузочной воронки	20

Таблица 11.29 Сбрасыватели плужковые стационарные с электроприводом

Ширина ленты	Размеры кусков угля, мм	Время подъема плужков, с	Мощность электродви- гателя, кВт	Масса сбрасывателя, т	
				двусторон- него	односто- роннего
1400	0—50	5	4,0	2,72	2,37
1200		4	4,0	2,12	1,88
1000		4,2	2,2	1,25	1,14
800		4,2	2,2	1,02	0,91

тельность по бурому углю — 1800 т/ч; скорость ленты конвейера — 2,1 м/с; сбрасываемый материал от 0 до 300 мм; насыпная масса 0,8 т/м³. Скорость передвижения плужка 0,45 м/с; колея пути — 2450 мм; время подъема и опускания плужка — 4 с.

При монтаже плужковых сбрасывателей следует проверить подъем и спуск плужка и плотное прилегание к ленте. В поднятом состоянии сбрасыватель не должен мешать свободному прохождению под ним транспортируемого топлива при полной производительности конвейера, в рабочем состоянии плужковый сбрасыватель не должен оставлять на ленте топлива.

При монтаже барабанных сбрасывающих тележек лента не долж-
на задевать за раму тележки. Тормозное устройство сбрасывающей
тележки должно надежно удерживать ее на месте во время работы
конвейера.

На тепловых электростанциях распространены автоматические
ленточные весы для взвешивания топлива на движущемся конвейере.

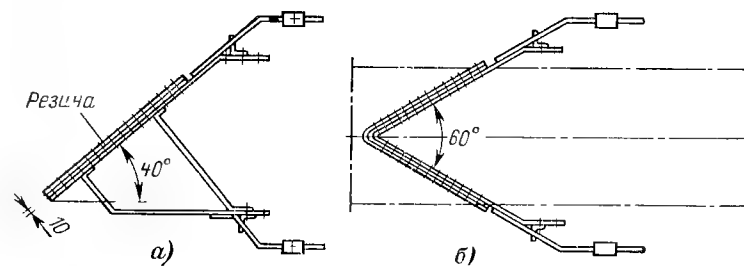


Рис. 11.15. Плужковые сбрасыватели.

а — односторонний; б — двусторонний.

ре. Наибольшее применение получили весы марки ЛТМ-1М орехово-
зусевского завода «Прибордеталь».

Весы автоматические марки ЛТМ-1М встраиваются в стационар-
ные ленточные конвейеры с тканевыми прорезиненными лентами ши-
риной от 400 до 2000 мм по ГОСТ 20-76. Весы предназначены для
автоматического определения массы прошедшего сыпучего материала
и мгновенной производительности транспортера (конвейера).

Счетный механизм при монтаже весов можно располагать как
справа, так и слева от продольной оси конвейера; грузоприемная
часть всегда должна быть расположена со стороны набегающей части
рабочей ветви ленты конвейера.

Весы встраиваются только в прямолинейные (горизонтальные
или наклонные) участки конвейера, оптимальная длина которых
15 м. Желательно встраивать весы на расстоянии 6—8 м от загруз-
очного устройства (питателя).

Минимальное расстояние от выходного сечения загрузочного
устройства до первой весовой роlikоопоры 3 м. Минимальная до-
пустимая длина конвейера для встраивания весов 6 м.

Конвейер должен быть оборудован натяжным (грузовым) устрой-
ством с постоянным усилием натяжной ленты, скорость ленты — не
более 2,5 м/с.

Весы нельзя встраивать в конвейеры с углом наклона выше
20°. Погонная нагрузка на ленте конвейера в течение 85% времени
работы весов не должна быть менее 50% максимальной.

Техническая характеристика весов ЛТМ-1М

Максимальная погонная нагрузка на ленте конвейера, кг/м	0,4—500
Ширина ленты конвейера, мм	400—2000
Скорость ленты не более, м/с	2,5
Угол наклона конвейера, град	0—20

Габаритные размеры, мм:

длина	2300
ширина (зависит от ширины ленты)	1150—2990
высота	1940
Масса, кг	до 300

При монтаже весов неподвижные роликоопоры устанавливают на подкладках на расстоянии 1000 мм одна от другой. Подкладки набирают таким образом, чтобы создать уклон ленты на шести роликоопорах с обеих сторон от весов, равный 6/1000 по отношению к опорной поверхности каркаса. При таком уклоне обеспечивается

Таблица 11.30. Электронно-гидравлические конвейерные весы

Наименование	Марка весов			
	ЭГВ-140	ЭГВ-120	ЭГВ-100	ЭГВ-80
Ширина ленты конвейера, мм	1400	1200	1000	800
Габариты, мм:				
ширина	2000	1780	1530	1330
длина	1365	1365	1315	1315
высота	885	860	760	735
Масса, т	1,1	0,85	0,65	0,60

плотное прилегание ленты при работе без нагрузки, начиная с четвертых роликоопор, расположенных по обе стороны от весов.

Автоматические весы должны монтироваться по инструкции за вертых роликоопор, расположенных по обе стороны от весов.

Весы типа ЛТМ имеют сравнительно сложную рычажную систему, поэтому УО ВТИ разработаны более простые весы ЭТВ-60М, которые используются в системе автоматизированного учета топлива.

Институт горной механики и технической кибернетики им. А. М. Федорова (г. Донецк) разработал конструкцию электронно-гидравлических конвейерных весов типа ЭГВ (табл. 11.30).

Испытание работы конвейеров осуществляется после завершения монтажа всех элементов, включая ленту конвейера, и проверки работы воронок, лотков, узлов пересыпки и мест соприкосновения их с лентой.

Испытание работы транспортных механизмов вхолостую производят в течение 4 ч. При испытании конвейера или питателя проверяют правильность действия всех его узлов.

При регулировке ленточного конвейера на холостом ходу необходимо проверить опирание ленты на все ролики и вращение опорных роликов. Нельзя допускать сползания ленты в сторону. Регулирование конвейера производят без сбрасывающих плужков и скребков. Необходимо следить за состоянием подшипников привода и натяжного устройства, не допуская повышенного их нагрева, а также за их смазкой (рис. 11.16).

В случае смещения ленты относительно оси приводного барабана необходимо ослабить гайки нескольких ближайших к приводному

барабану роликоопор (со стороны набегающей ленты) и переместить их концы по направлению движения: вторые концы этих роликоопор следует несколько отодвинуть назад. Если движущаяся лента смещается в средней части конвейера, то следует отрегулировать роликоопоры на участке, расположенном сзади зоны перекоса ленты. При этом концы нескольких роликоопор следует повернуть по ходу

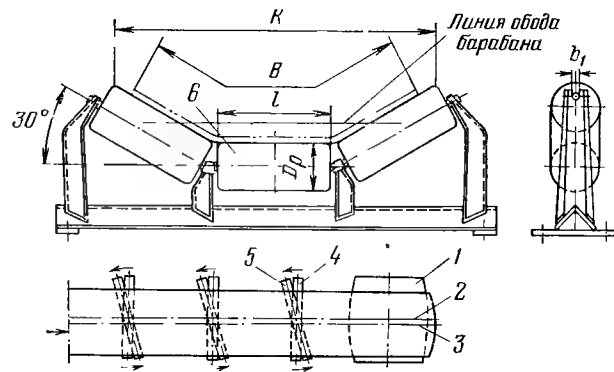


Рис. 11.16. Регулировка роликов конвейера.

1 — приводной барабан; 2 — ось симметрии конвейера; 3 — ось симметрии ленты; 4 — положение роликов до регулировки; 5 — положение роликоопор после регулировки; 6 — роликоопора.

движения ленты со стороны ее набегающей. Регулировка ленты допускается только при остановленном конвейере.

Испытание нагрузкой конвейеров производят в течение 16 ч, питателей — в течение 8 ч непрерывной работы. Во время работы конвейера все опорные и центрирующие ролики должны вращаться. Рабочая и холостая ветви ленты при работе как вхолостую, так и под нагрузкой должны двигаться прямолинейно по оси конвейера без значительного сдвига в ту или другую сторону. Смещение ленты от оси конвейера допускается не более 20 мм. Провес рабочей ветви под нагрузкой между роликовыми опорами должен быть равен 2,5—3% расстояния между ними. Для горизонтально-наклонных конвейеров на участке перехода от горизонтального к наклонному направлению холостая и грузная ленты должны соприкасаться с роликовыми опорами. Приподнимание ленты с роликовых опор не допускается, так как это может вызвать разрыв ленты. Если такой подъем наблюдается, необходимо отрегулировать подкладками положение роликоопор.

11.7. ЛЕНТЫ КОНВЕЙЕРНЫЕ РЕЗИНОТКАНЕВЫЕ

Конечные конвейерные ленты по ГОСТ 20-76 с резиноканевым послойным тяговым каркасом и наружными резиновыми обкладками с плоскими поверхностями применяются для транспортирования сыпучих, кусковых и штучных грузов на ленточных конвейерах с плоскими или желобчатыми роликоопорами. Ленты в зависимости от

условий эксплуатации и назначения изготовляют пяти типов — 1, 2Р, 2, 3, 4 и следующих видов: общего назначения, морозостойкие, теплостойкие, пищевые и негорючие (для угольных шахт).

На тепловых электростанциях для транспортировки угля с кусками размером до 500 мм применяются ленты типа 2 с двусторонней резиновой обкладкой общего назначения и морозостойкой (табл. 11.31).

Ленты типа 2 имеют резиновые обкладки рабочей и нерабочей поверхности и резиновые борта. Прочность резины наружных обкладок определяется классами Б, В и С (табл. 11.32).

Таблица 11.31. Основные показатели ленты с двусторонней резиновой обкладкой

Назначение	Вид ленты	Условное обозначение ленты	Класс прочности резины наружных обкладок	Температура окружающего воздуха, °С
Транспортирование угля	Общего назначения	2	Б, В С	От —45 до +60 От —25 до +60
Транспортирование кусков размером до 500 мм	Морозостойкая	2м	В	От —60 до +60

Таблица 11.32. Физико-химические показатели резинотканевых лент типа 2

Наименование	Классы						
	Б			В			С
Предел прочности при разрыве, кгс/см ² , не менее	200			150			100
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	400			350			300
Номинальная толщина наружных обкладок, мм	6,0 2,0	4,5 2,0	3,0 1,0	6,0 2,0	4,5 2,0	3,0 1,0	3,0 1,5
Температура окружающего воздуха при эксплуатации, °С	От —45 до —60						От —25 до +60

Каркас лент типа 2 изготовлен из тканей с нитями основы и утка из синтетического волокна, обеспечивающих номинальную прочность прокладки от 65 до 200 кгс/см² (табл. 11.33).

Таблица 11.33. Количество тяговых тканевых прокладок для конвейерной ленты типа 2, шт.

Ширина ленты, мм	Номинальная прочность, кгс/см ²			
	Ширина прокладки, мм			
	200	150	100	65
800	3—6	3—6	3—8	3—8
1000	3—6	3—8	3—8	3—8
1200	4—7	4—8	3—8	3—8
1400	5—8	5—8	4—8	4—8
1600	—	5—8	4—8	4—8
2000	—	5—8	4—8	4—8
2500—3000	—	4—6	4—6	4—8

Таблица 11.34. Максимально допустимая тяговая прокладка для ленты общего назначения

Угол установки конвейера, град	Число тяговых прокладок, шт.	Номинальная прочность прокладки, кгс/см ²					
		Ширина ленты, мм					
		400	300	200	150	100	55
До 10	До 5	50	36	25	18	12	7
	Более 5	45	32	22	16	11	6
Более 10	До 5	45	32	22	16	11	6
	Более 5	40	30	20	15	10	5,5

Предельные отклонения лент шириной 800 мм и более должны быть: по ширине лент $\pm 1,5\%$; по длине лент $-0,5 \div +2\%$.

Максимально допустимая прочность тяговой прокладки зависит от среднего угла установки конвейера, вида ленты и числа тяговых прокладок каркаса (табл. 11.34).

Масса 1 м² конвейерных лент, выраженная в килограммах, зависит от толщины наружных обкладок и числа тканевых прокладок (табл. 11.35).

Указанные расчетные данные предназначены для определения массы свернутой в бухту ленты и выбора подъемно-транспортных механизмов соответствующей грузоподъемности, применяемых при транспортировании ленты. При изменении толщины резиновых обкладок лент всех типов и видов на 1 мм масса (расчетная) лент изменяется на 1,2 кг.

Таблица 11.35. Масса (расчетная) конвейерных лент

Тип ткани тягового каркаса	Толщина наружной обкладки, мм*	Число тканевых прокладок, шт.					
		3	4	5	6	7	8
		масса 1 м ² ленты, кг					
БКНЛ-65	3,0/1,0	7,3	8,2	9,1	10,0	10,9	11,8
БКНЛ-65-2							
БКНЛ-100	3,0/1,0	7,9	9,0	10,1	11,2	12,3	13,4
	4,5/2,0	10,8	11,9	13,0	14,1	15,2	16,3
БКНЛ-150	3,0/1,0	8,5	9,8	11,1	12,4	13,7	15,0
	4,5/2,0	11,4	12,7	14,0	15,3	16,6	17,9
ТК-100	6,0/2,0	12,8	14,0	15,2	16,4	17,6	18,8
ТК-150	4,5/2,0	11,7	13,1	14,5	15,9	17,3	18,7
ТК-200	6,0/2,0	13,4	14,8	16,2	17,6	19,0	20,4

* В числителе — номинальная толщина резиновой обкладки рабочей поверхности ленты, в знаменателе — нерабочей поверхности.

Условное обозначение ленты содержит буквенные и цифровые индексы, указывающие тип и вид ленты, ширину, выраженную в мм, число тканевых прокладок каркаса, сокращенное наименование ткани, толщину резиновых обкладок, класс обкладочной резины.

Например лента 2-1000-8-БКНЛ-150-4,5-2.С ГОСТ 20-76 — лента конвейерная типа 2, шириной 1000 мм, с восемью прокладками из ткани типа БКНД-150, с рабочей обкладкой толщиной 4,5 мм и нерабочей 2 мм из резины класса С.

Гарантийный срок хранения лент — 12 мес с момента изготовления. Гарантийный срок эксплуатации лент общего назначения — 12 мес с момента ввода лент в эксплуатацию.

Для проверки соответствия качества конвейерных лент стандарту их подвергают приемо-сдаточным и периодическим испытаниям, в объем которых входит проверка следующих показателей: внешний вид, длина и маркировка — 100%; ширина и толщина ленты — не

Таблица 11.36. Показатели по прочности и удлинению лент

Наименование	Норма для ленты из тканей с основной и утком	
	из комбинированных волокон	из полиамидных волокон ТА-100, ТК-100, ТА-150, ТК-200
Удлинение по основе при нагрузке, составляющей 10% номинальной прочности образца, %, не более	3,5	3,5
Прочность связи, кгс/см, не менее: между рабочей обкладкой толщиной 3 мм и более и каркасом в лентах типа 2	3,0	3,5
между прокладками лент типов 1, 2Р, 2 и 3	3,2	4,0

менее одной ленты от партии; физико-механические показатели лент и одной прокладки ленты по основе — не менее одной ленты от партии.

Для физико-механических показателей ленты установлены нормы прочности и удлинения (табл. 11.36).

Ленты испытываются при температуре $20 \pm 5^\circ \text{C}$. Размеры лент проверяют не ранее чем через 24 ч после вулканизации. Методы испытаний, допускаемые отклонения, прочностные показатели и размеры образцов для испытания лент принимают по ГОСТ 20-76.

11.8. МОНТАЖ И СТЫКОВКА КОНВЕЙЕРНЫХ ЛЕНТ

Конвейерные ленты поставляются длиной от 80 до 95 м и поэтому должны быть состыкованы до размера, необходимого по длине конвейера. Ленты следует хранить в закрытых помещениях при температуре от -5 до $+30^\circ \text{C}$ не ближе 1 м от отопительных приборов.

Определение длины ленты производит проектная организация по следующей формуле:

$$L_d = 0,965 L_1 + n_{ст} L_{ст},$$

где L_d — длина ленты, м; L_1 — длина ленты по чертежу, м; $L_{ст}$ — длина одного стыка, м; $n_{ст}$ — количество стыков ленты, определяется по выражению $n_{ст} = L_1 / L_p$; L_p — минимальное количество ленты в рулоне, м, выпускаемое заводом-изготовителем; по рекомендации НИИРП принимается $L_p = 95$ м; 0,965 — коэффициент, учитывающий уменьше-

ние потребной длины ленты на 3,5% за счет вытяжки ее при натяжении на барабаны.

Монтажная организация проверяет длину ленты, исходя из фактического количества стыков для данного конвейера. Длина стыка зависит от характеристики ленты и принятого метода стыковки.

В основном стыковка лент осуществляется двумя методами — горячей вулканизацией (с применением вулканизационного пресса) и холодной вулканизацией (с помощью клея специального назначения).

Конвейерные ленты рекомендуются склеивать по способу косого ступенчатого стыка (косой раскрой).

При горячей вулканизации длина стыка $h_{ст}$ определяется по формулам табл. 11.37.

Таблица 11.37. Определение длины стыка $l_{ст}$ для лент

Комбинированные нити типов БКНЛ-65, БКНЛ-150 и вискозной ткани типа ТВ-80, мм	Анидные ткани типов ТА-100 и ТА-150, мм	Капроиновые и анидные ткани типов ТК-200-2, ТЛК-300, ТЛК-400, ТЛК-200
$L_{ст} = 400 + 150 \left(z - 2 \right) + \frac{B}{3}$	$L_{ст} = 800 + 300 \left(z - 2 \right) + \frac{B}{3}$	$L_{ст} = 900 + 300 \left(z - 2 \right) + \frac{B}{3}$

где z — число прокладок, ленты, шт.; B — ширина ленты, мм.

Длина стыка зависит от типа ленты, ширины и числа прокладок (табл. 11.38).

При методе холодной вулканизации длину стыков выбирают в зависимости от степени загрузки и условий работы ленты. Для конвейерных установок с углом наклона более 10° при длине более 140 м длина стыка может быть больше ширины ленты на 400 мм и на 200 мм для конвейерных установок с углом наклона от 0° до 10° при длине менее 140 м.

Выбрав длину стыка и зная число прокладок в ленте, можно подсчитать длину ступеньки, м:

$$l = \frac{L_{ст}}{z - 1}.$$

При стыковке лент методом холодной вулканизации их концы обрезают под углом 26° . По рекомендации НИИРП длина ступеньки равна: для лент типов ТК-200-2 и ТЛК-200 $l = 300$ мм; для лент типов БКНЛ-65, БКНЛ-100, БКНЛ-150 $l = 150$ мм.

Резинотканевые ленты следует стыковать методом вулканизации с использованием клеев холодного или горячего отверждения по инструкциям разработчиков и изготовителей лент, выпущенных после 1967 г. Ленты следует стыковать, используя прослойные, обкладочные резины и клеи, указанные в паспорте-ярлыке, прикрепленном к внутренней поверхности последнего витка ленты.

Подготовку и вулканизацию промежуточных стыков можно производить в мастерской, склейку последнего стыка можно выполнять

непосредственно на конвейере с применением переносного вулканизационного аппарата.

Прямолинейность ленты может быть проверена до навешивания ленты на конвейер раскатыванием бухты на ровной площадке. Искривление ленты следует измерять между ее бортом и прямой ли-

Таблица 11.38. Длина стыка ленты $L_{ст}$, м

Ширина ленты, мм	Количество прокладок, шт.					
	3	4	5	6	7	8

Ленты БКНЛ-65, БКНЛ-100, БКНЛ-150

650	0,77	0,92	1,07	1,22	—	—
800	0,82	0,97	1,12	1,27	1,42	1,57
1000	0,88	1,03	1,18	1,33	1,48	1,63
1200	0,95	1,10	1,25	1,40	1,55	1,70
1400	—	1,17	1,32	1,47	1,62	1,77
1600	—	1,23	1,38	1,53	1,68	1,83
2000	—	1,37	1,52	1,67	1,82	1,97

Ленты ТК-200-2, ТЛК-200

800	1,47	1,77	2,03	2,37	—	—
1000	1,53	1,83	2,13	2,43	—	—
1200	—	1,90	2,20	2,50	2,80	—
1400	—	—	2,27	2,57	2,87	3,17

ней, образованной натянутым тонким тросом или шнуром на расстоянии 20 м.

При подготовке стыка двух лент конец одной разделяют сверху, а конец другой — снизу, учитывая направление движения ленты. На концах лент при этом выполняются косой срез на длину, равную $\frac{1}{2}$ ширины, т. е. под углом 26° для метода холодной вулканизации, и косой срез на длину, равную $\frac{1}{3}$ ее ширины, т. е. под углом $18^\circ 30'$ для метода горячей вулканизации (рис. 11.17).

При стыковке лент методом горячей вулканизации на обоих концах ленты размечают по 30 мм для скоса фаски резиновых обкладок. Поочередное оглосение прокладок производят отдельными полосками шириной 25—50 мм, на которые лента размечается на длине стыка. Надрез ступенек выполняют так, чтобы не повредить следующую прокладку. Особенно осторожно снимают последний слой, чтобы не повредить нижнюю прокладку с резиновой обкладкой. После этого ступеньки стыка очищают от резины дисковым пористым камнем или металлической щеткой, обдувают сжатым воздухом, протирают мягкой тканью, смоченной в бензине с этилацетатом (в соотношении 1:2), и просушивают 10—15 мин. На обе склеиваемые поверхности дважды наносят клей равномерным тонким

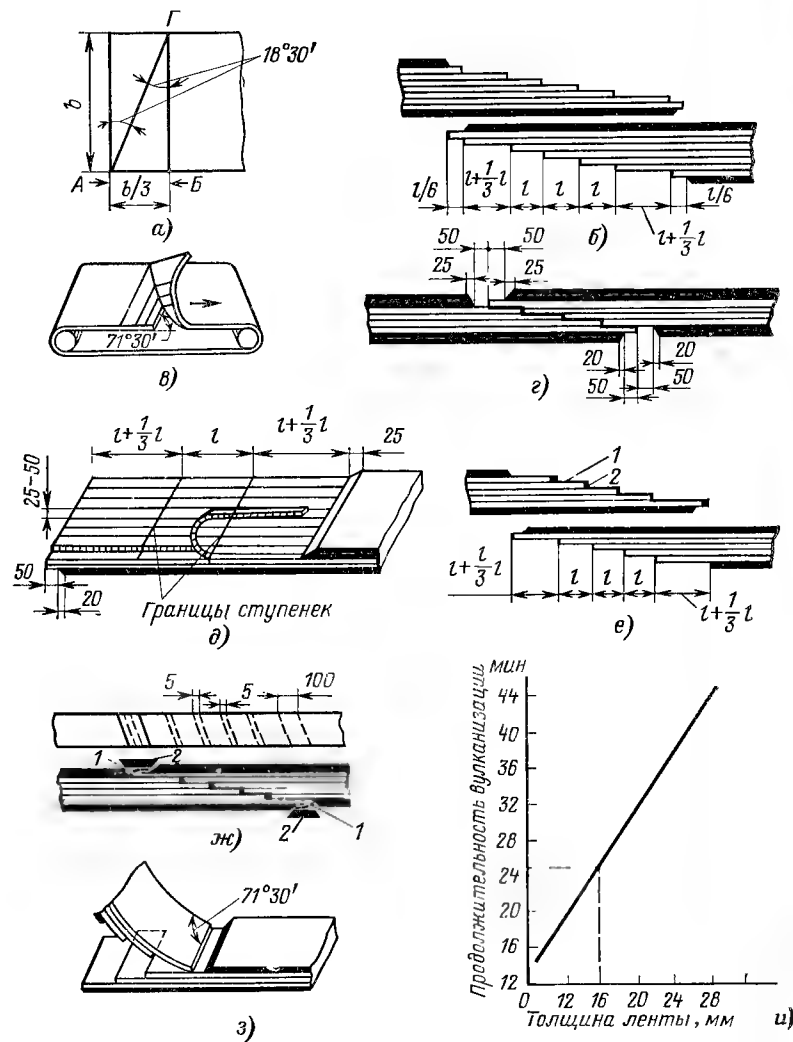


Рис. 11.17. Соединение концов лент.

а — разметка скоса ленты; *б* — разметка стыка ленты на основе капроновых тканей; *в* — разделка стыка с учетом направления движения ленты; *г* — размеры скоса резиновых обкладок и наружных швов стыка ленты, мм; *д* — отслаивание полосками тканевых прокладок на стыке ленты; *е* — наложение прослойной резины; *ж* — заделка торцов стыкового соединения; *1* — брекер; *2* — обкладочная резина; *з* — зависимость продолжительности вулканизации при температуре $151 \pm 2^\circ \text{C}$ от толщины стыкуемой ленты.

слоем с последующей сушкой после каждой промазки. При нанесении первого слоя клея необходимо тщательно втирать его в ткань прокладок до исчезновения липкости и запаха резины. Затем на одну из стыкуемых поверхностей накладывают прослойную невулканизованную резину толщиной 0,4—0,5 мм, которую промывают растворителем, просушивают и промазывают с обеих сторон клеем.

Подготовленные концы ленты накладывают один на другой, начиная с верхней ступеньки, тщательно прикатывают роликом от середины ленты к ее краям, и всю поверхность стыка накалывают шилом для выхода возможных остатков воздуха. Торцы стыка также дважды промазывают клеем с последующей сушкой после каждой промазки и заделывают затем обкладочной невулканизованной резиной.

Для горячей вулканизации лент применяются следующие материалы: клей двухкомпонентный, состоящий из резинового клея № 425 концентрацией 1:4 (ТУ 104-38-63) и 10 частей лейконата (ТУ МХП-2841-52) 20%-ной концентрации; бензин для разведения густого клея; этилацетат технический, который вместе с бензином в соотношении 2:1 добавляется в клей для получения необходимой концентрации; резина прослойная невулканизованная толщиной 0,5 мм; резина обкладочная толщиной 2 мм; брекерная ткань обрезиненная для заделки торцов стыка.

Двухкомпонентный клей готовят в металлической посуде: на 100 частей клея № 425 добавляют 10 частей клея лейконата, смесь тщательно перемешивают 5—10 мин. Срок годности клея 1 ч, после чего клей не обеспечивает необходимой прочности. Клей применяется при стыковке лент, изготовленных на основе химических волокон; ориентировочная норма расхода на 1 м^2 стыкуемой ленты: клея № 425 1,5 кг, клея лейконат 0,15 кг.

Вулканизация стыка производится на стационарном или переносном паровом прессе при строго определенной температуре плит 152°C и окружающего воздуха не ниже 5°C . Удельное давление пара в прессе при этом должно быть не менее 10 кгс/см^2 .

Продолжительность вулканизации определяется в зависимости от толщины ленты:

Толщина ленты, мм	10	12	16	20	24	28
Время вулканизации, мин	16	20	24	32	36	44

В случае уменьшения температуры вулканизации на 10°C продолжительность ее увеличивается вдвое по сравнению с временем, указанным выше. При уменьшении температуры более чем на 10°C и при повышении ее сверх указанной проведение вулканизации не разрешается, так как при температуре свыше 170°C происходит плавление капрона.

Отсчет времени вулканизации следует начинать с момента достижения указанной температуры в плитах пресса.

По окончании вулканизации стыка необходимо оставить его под давлением для охлаждения. Снятие пресса со стыка допускается только после понижения температуры плит до $80\text{—}70^\circ \text{C}$. Охлаждение стыка ленты под давлением позволяет избежать образования пузрырей, расслоений.

В зависимости от общей длины стыка и размеров плит пресса процесс вулканизации стыка можно производить последовательно в несколько приемов, отдельными участками, с перекрытием полос

вулканизации на 75 мм. Ввод ленты и эксплуатацию возможен только после охлаждения поверхности стыка до 25—30° С.

Электрические вулканизационные аппараты, как правило, не обеспечивают равномерного нагрева всей поверхности соединения, поэтому целесообразно, особенно для широких лент, применять паровые вулканизационные аппараты.

Стыковка лент методом холодной вулканизации производится специальной самовулканизирующейся смесью. Подготовку ленты, разделку концов ее, промазку клеем и наложение одного конца ленты на другой производят так же, как и при стыковке лент методом горячей вулканизации.

Самовулканизирующая смесь состоит из двух растворов: основного раствора А, представляющего собой раствор резинового клея СВ-5 и смеси этилацетата и бензина, взятых в соотношении 2—1 до 25%-ной концентрации, и раствора Б (вулканизирующего агента), представляющего клей лейконат.

Для приготовления смеси 100 г раствора А тщательно перемешивают с 14 г раствора Б в течение 3—5 мин и выдерживают 10—15 мин. После этого смесь пригодна к употреблению в течение 3—4 ч.

Обе поверхности стыка очищают от пыли и крошек резины, протирают мягкой тряпкой, смоченной в смеси бензина и этилацетата, и просушивают 10—15 мин. На склеиваемые поверхности дважды наносят смесь. При нанесении первого слоя смеси необходимо тщательно втирать ее в ткань. При нормальной влажности воздуха и температуре 20—25° С сушка первого слоя смеси продолжается 20—25 мин, сушка второго — 5—10 мин, т. е. до исчезновения липкости.

При наложении одного конца на другой в местах склейки ступенек необходимо оставить зазор 1—2 мм для обеспечения гибкости стыка. Ступеньки после склеивания тщательно прокатывают роликом по направлению от середины к краям и сильно простучивают всю площадь стыка резиновым молотком. Конвейерную ленту выдерживают в стяжных приспособлениях в течение 4 ч. Норма расхода клея на 1 м² ленты при стыковке 1,5 кг. Срок хранения клея СВ-5 3 мес, клея лейконат 18 мес с момента изготовления.

При доставке ленты к конвейеру следят за сохранностью ее кромок. Раскатываемый рулон ленты опирают через вставленную в него ось на козлы или подвешивают к балкам эстакады или перекрытия по оси конвейера. Наружный конец ленты крепят к канату, и при помощи лебедки лента раскатывается. При этом рабочая сторона должна быть сверху. Вместо лебедки для раскатывания ленты можно использовать приводной барабан ленточного конвейера. Для этого на приводной барабан наматывают три-четыре витка каната, натягивают таким образом, чтобы стык был на верхней ветви конвейера, а более толстая резиновая обкладка была рабочей поверхностью.

Перед соединением ленты подготовленные концы необходимо стянуть, чтобы выбрать провесы и создать натяжение.

Перед раскаткой лент в зимних условиях их необходимо выдерживать в течение суток в помещении с температурой не ниже +5° С.

В процессе выполнения работ стык должен находиться в нагружаемой верхней ветви конвейера. На конвейере выбирают участок, где будет производиться работа по соединению замыкающего стыка ленты на этом участке длиной 4—6 м, снимают секции роликоопор и на раме конвейера укладывают деревянный щит, ширина которого

на 200—300 мм больше ленты, а длина на 1 м превышает длину стыка. Натяжной барабан отводят в исходное положение, а концы ленты стягивают рамным приспособлением со стяжками (рис. 11.18).

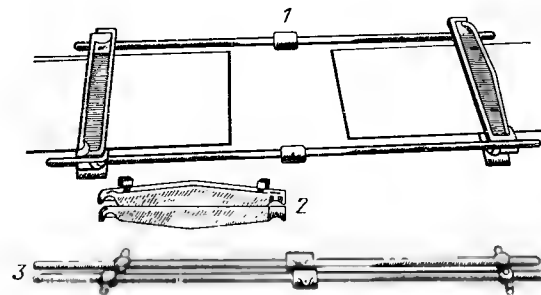


Рис. 11.18. Стяжное приспособление.

1 — общий вид; 2 — зажим; 3 — тяги.

11.9. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗМОРАЖИВАНИЯ ТОПЛИВА

Наибольшее распространение на угольных ТЭС получили конвективные размораживающие устройства (тепляки), в которых теплоносителем является горячий воздух, нагреваемый в паровых калориферах до 100—120° С. По типовому проекту Харьковского отделения института Теплоэлектропроект применяются калориферы типов STD-3009, КФБ-010, КФБ-11.

При разгрузке вагонов на вагоноопрокидывателе необходимо разогреть уголь на глубину 20—30 мм за металлической стенкой и люками. Для вагонов с деревянными кузовами разогрев стенки вагонов в тепляке производится в течение 1,3 ч при температуре горячего воздуха 100° С и 2 ч при температуре 80° С. Скорость воздуха на выходе из нагнетательных патрубков 10—11 м/с и в разных патрубках 8—14 м/с. Угол наклона патрубков к горизонту выбирают таким образом, чтобы 60—70% воздуха попадало на днище вагона, 30—40% — на борта.

Для монтажа калорифера и вентилятора применяется гусеничный или автомобильный кран. После монтажа проводят поузловую приемку оборудования и проверяют температурный режим размораживания.

Часть V. Сварка оборудования и трубопроводов

Раздел двенадцатый

ТЕХНОЛОГИЯ СВАРКИ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ТРУБ

12.1. ПОДГОТОВКА И СБОРКА ИЗДЕЛИЙ ПОД СВАРКУ

Обработка деталей под сварку (обрезка труб и листов, снятие фасок) производится механическим способом (резцом, фрезой или абразивным кругом). Чистота поверхности кромок, подготовленных под сварку, должна быть не менее $R_z 160$.

Обработку кромок деталей из углеродистых и низколегированных сталей разрешается производить газовой, плазменной или воздушно-дуговой резкой с последующей зачисткой кромок режущим или абразивным инструментом до удаления следов огневой резки. Подготовленные к сборке кромки не должны иметь неровностей, острых углов и резких переходов.

Обрезка труб и листов из сталей аустенитного и мартенситно-ферритного класса на монтаже может производиться как механическим способом, так и плазменной, электродуговой, газоплазменной или воздушно-дуговой резкой. При термической (огневой) резке этих сталей должен быть предусмотрен припуск на последующую механическую обработку не менее 2 мм.

Снятие фасок на деталях из углеродистых и низколегированных сталей под ручную или автоматическую аргонодуговую сварку, а также на деталях из сталей аустенитного и мартенситно-ферритного классов независимо от способа сварки должно осуществляться только механическим способом.

Газовую резку деталей из подкаливающихся сталей (хромомолибденовых, хромомолибденоникелевых и др.) с толщиной стенки более 12 мм при температуре окружающего воздуха ниже 0°C необходимо производить с предварительным подогревом до 200°C и медленным охлаждением под слоем асбеста.

Кромки литых деталей должны подготавливаться в заводских условиях механическим способом.

Сборку деталей из подкаливающихся сталей перлитного класса (12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 10ХСНД, 16ГНМА и др.), а также мартенситно-ферритного и аустенитного классов следует производить с помощью приспособлений, исключающих приварку временных технологических креплений. Когда это требование не может быть выполнено, разрешается приваривать временные элементы сборочных приспособлений с соблюдением следующих условий:

приварка должна выполняться ручной электродуговой или аргонодуговой сваркой;

приварка к деталям из подкаливающихся сталей перлитного класса должна производиться электродами УОНИ-13/55, УОНИ-13/45А, ТМУ-21 или проволокой Св-08ГС, Св-08Г2С, к деталям из других сталей — тем присадочным материалом, который используется для сварки этих сталей;

приварка к деталям из подкаливающихся сталей перлитного и мартенситно-ферритного классов должна производиться с предварительным подогревом.

После удаления временных сборочных приспособлений место их приварки зачищают и контролируют на отсутствие трещин ультразвуком, магнитной или цветной дефектоскопией или тщательным просмотром отполированной и протравленной поверхности.

Непосредственно перед сборкой свариваемые кромки и прилегающие к ним поверхности на длине не менее 20 мм зачищают до металлического блеска и обезжиривают. При сборке должно быть исключено попадание в разделку влаги, масла и других загрязнений.

Во избежание образования мелких поверхностных трещин на деталях из стали аустенитного класса от брызг расплавленного металла или шлака околошовная зона этих деталей на ширине не менее 150 мм от шва перед прихваткой и сваркой зачищается листовым железом или асбестом либо покрывается слоем эмульсии КБЭК или раствором коалина (или мела) в жидком стекле или воде.

Основные способы подготовки кромок сварных соединений листов под ручную электродуговую сварку указаны в табл. 12.1.

При стыковке листов одинаковой толщины (рис. 12.1, а) смещение одного элемента относительно другого (размер e) не должно превышать: для $S \leq 4$ мм 0,5 мм; для $S = 5 \div 12$ мм 1 мм; для $S > 12$ мм 2 мм. Если соединяются элементы, разница толщин которых превышает 5 мм или отношение $S_1/S > 1,3$, то кромка листа большей толщины должна иметь плавный скос, как показано на рис. 12.1, б или в.

Прихватка собранных деталей выполняется с соблюдением всех требований к квалификации сварщика, режиму предварительного подогрева, марке присадочного материала и режиму сварки. Для прихватки деталей из стали перлитного класса любой марки ручной электродуговой сваркой используются углеродистые электроды марок УОНИ-13/55, ЦУ-5, ТМУ-21, ручной аргонодуговой сваркой — проволока марки Св-08ГС или Св-08Г2С.

Размеры прихваток металлоконструкций: длина 20—60 мм, высота 0,3—0,5 высоты шва (но не менее 3 мм), расстояние между прихватками 300—600 мм в зависимости от конструкции изделия.

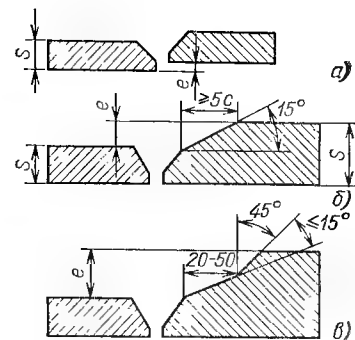


Рис. 12.1. Подготовка кромок листов, соединяемых стыком горизонтальным швом на вертикальной плоскости при толщине металла более 10 мм.

а — одинаковой толщины; б, в — разной толщины.

Таблица 12.1. Подготовка листов под сварные соединения металлоконструкций, выполняемые ручной электродуговой сваркой

Эскиз подготовки кромок	Подготовка кромок	Толщина свариваемого металла, мм	Размеры конструктивных элементов		
			a, мм	b, мм	α , град
	Без скоса кромок	2—3 >3—6	0—1,5 0,5—3	— —	— —
	V-образная со скосом одной кромки	4—9 10—20	1—3 1—3	0,5—2 1—3	50±5
	V-образная со скосом двух кромок	5—9 10—30	1—3 1—3	0,5—2 1—3	30±2,5
	X-образная	12—60	1—3	1—4	30±2,5
	U-образная (чашеобразная)	20—60	1—3	1—3	9—15
	Тавровое соединение без скоса кромок	2—17	0,5—1,5	—	—

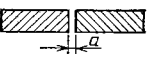
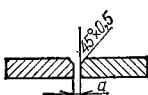
Продолжение табл.12.1

Эскиз подготовки кромок	Подготовка кромок	Толщина свариваемого металла, мм	Размеры конструктивных элементов		
			a, мм	b, мм	α , град
	Тавровое соединение с односторонним скосом кромок	4—7 8—26	1—2 1—3	0,5—2 1—3	50±5 50±5
	Тавровое соединение с двусторонним скосом кромок	12—60	1—3	1—3	50±5
	Угловое соединение без скоса кромок	2—30	0—3	0,0,5 S	—
	Соединение внахлестку	2—60	0—3	—	—

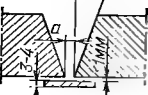
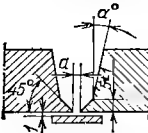
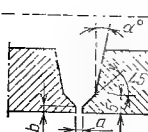
Стыковые сварные соединения трубопроводов ТЭС и АЭС даны в табл. 12.2. Приведенные конструкции могут быть несколько изменены, если при этом обеспечивается надлежащее качество сварных соединений. В монтажных условиях разрешается производить подгибку труб из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей на угол не более 10°, из прочих низколегированных и углеродистых сталей — на угол не более 15°.

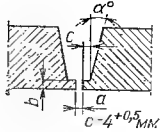
Трубы из подкаливающихся сталей перлитного класса независимо от толщины стенки при подгибке подогреваются до температуры 710—740° С. Трубы из прочих низколегированных и углеродистых сталей могут подгибаться в холодном состоянии при толщине стенки до 20 мм; при большей толщине стенки трубы подгибаются с подогревом до 650—680° С. После подгибки нагретый участок обертывается асбестом для медленного охлаждения.

Таблица 12.2. Стыковые соединения труб коглов и трубопроводов, подготовленные под ручные способы сварки

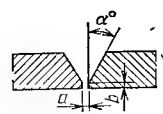
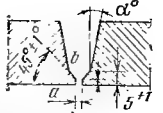
Тип разделки	Собранный стык в поперечном сечении	Способ сварки	Толщина стенки, мм	Конструктивные размеры			Наружный диаметр D_n , мм	Примечание
				Зазор a , мм	Притуп- ление b , мм	Угол скоса α , град		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
А. Трубы коглов и трубопроводы ТЭС (по РТМ-1с-81)								
Тр-1		Аргонодуго- вой, газовый	1—1,5	1—0,5	—	—	≤ 100	Для трубопроводов, на которые не рас- пространяются пра- вила Госгортехнад- зора СССР
		Электроду- говой	2—3	1+0,5	—	—	≤ 150	
Тр-1а		Аргонодуго- вой, газовый	1—2	1—0,5	—	—	< 150	—
Тр-2		Электроду- говой, ком- бинирован- ный	3—25	$1,5 \pm 0,5$	$1 \pm 0,5$	30 ± 2 (25—45)	Незави- симо	Электродуговая свар- ка при $D_n > 630$ мм производится с под- варкой корня изнут- ри
Тр-2а		Аргонодуго- вой, газовый	2—8	$1,5 \pm 0,5$	$1,5 \pm 0,5$	30 ± 2 (25—45)	≤ 200	

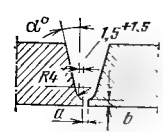
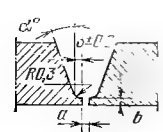
Продолжение табл. 12.2

Тип разделки	Собранный стык в поперечном сечении	Способ сварки	Толщина стенки, мм	Конструктивные размеры			Наружный диаметр D_n , мм	Примечание
				Зазор a , мм	Притуп- ление b , мм	Угол скоса α , град		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-3		Электроду- говой	≥ 16	$3 \pm 0,5$ (6+1)	—	15 ± 2 (12—18)	> 100	—
Тр-			≥ 16	7+2	—	7+1	> 100	—
Тр-3б			5—25	$3 \pm 0,5$ (6+1)	—	30 ± 2 (25—45)	> 100	—
Тр-6		Электроду- говой	≥ 17	$3 \pm 0,5$ (6+1)	—	10+2	> 100	—
Тр-6б		Комбини- рованный	≥ 10	$1,5 \pm 0,5$	$1,5 \pm 0,5$	10 ± 2	≥ 133	—

Тип разделки	Собранный стык в поперечном сечении	Способ сварки	Толщина стенки, мм	Конструктивные размеры			Наружный диаметр D_n , мм	Примечание
				Зазор a , мм	Притуп- ление b , мм	Угол скоса α , град		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-7		Комбини- рованный	> 10	$1,5 \pm 0,5$	$3 \pm 0,5$	12 ± 2 (10—17)	≥ 133	—

Б. Трубопроводы АЭС (по ОП 1513-72)

С-17		Комбини- рованный	8—14	$1,5 \pm 0,5$	0—2	$30 \pm 2,5$	720—1600	С подваркой корня шва
		Электроду- говой		2 ± 1				
С-23		Аргонодуго- вой, комби- нированный	2—6	$1,5 \pm 0,5$	$1,5 \pm 0,5$	$35 \pm 2,5$	14—159	—
С-24		Аргонодуго- вой, комби- нированный	6—16	$1,5 \pm 0,5$	$1 \pm 0,5$	$35 \pm 2,5$	219—630	—
С-27		Комбини- рованный	13—30	$1,5 \pm 0,5$	$1,5 \pm 0,5$	9 ± 1	219—426	Для углеродистых и низколегированных сталей

Тип разделки	Собранный стык в поперечном сечении	Способ сварки	Толщина стенки, мм	Конструктивные размеры			Наружный диаметр D_n , мм	Примечание
				Зазор a , мм	Притуп- ление b , мм	Угол скоса α , град		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
С-29		То же	7—30	$1,5 \pm 0,5$	$2,5 \pm 0,2$	15 ± 2	219—630	То же
С-42		Аргонодуго- вой, комби- нированный	4,5—16	$1,5 \pm 0,5$	3—0,3	20 ± 2	57—325	Для аустенитных ста- лей

Примечания: 1. В графе 5 для электродуговой сварки в скобках указан зазор между трубами для случая, когда при сборке стыка подкладное кольцо сначала приваривается к одной трубе, а потом надвигается вторая стыкуемая труба и накладывается общий корневой слой.

Для аргонодуговой и комбинированной сварок указан зазор для случая выполнения корневого слоя с присадочной проволокой. При выполнении корневого слоя без присадки зазор должен быть не более 0,3 мм.

2. В графе 7 в скобках приведены допустимые пределы угла скоса кромок, отличного от оптимального из-за неточности обработки или поставки труб по другим техническим условиям (отраслевым стандартам).

3. Сварка стыков в так называемую «узкую» разделку с углом скоса 7° (разделка типа 3а) должна выполняться с соблюдением, требований, изложенных на с. 670.

4. В сварных соединениях трубопроводов АЭС категории IIБ допускается применение стальных остающихся подкладных колец при диаметре труб из перлитных сталей 530—630 мм, из аустенитных сталей — при диаметре труб 377—630 мм. Для трубопроводов категории IIБ диаметром более 630 мм подкладные кольца допускаются для стыков, в которых технически неосуществима подварка корня шва изнутри трубы (например, замыкающие стыки). Применение подкладных колец в сварных соединениях трубопроводов АЭС III категории, а также колец, контролируемых по СНиП, не ограничивается.

Место подгибки должно находиться внегиба трубы и для труб диаметром более 100 мм отстоять от него на расстоянии не менее 200 мм.

Подгибка труб из стали аустенитного класса диаметром менее 100 мм с толщиной стенки не более 10 мм может быть допущена в монтажных условиях на угол не более 15°. Подгибка осуществляется в холодном состоянии без последующей термической обработки.

Подгибка труб из стали мартенситно-ферритного класса с толщиной стенки до 7 мм (пароперегревателей) может производиться в холодном состоянии с углом подгибки не более 10°. Подгибка таких труб с большей толщиной стенки на монтаже не разрешается.

Торец трубы обрезается перпендикулярно ее оси. Отклонение торца от плоскости, перпендикулярной оси трубы (проверяется металлическим угольником), допускается в пределах: для труб диаметром до 65 мм 0,5 мм; 66—125 мм 1,0 мм; 126—225 мм 1,5 мм; 226—500 мм 2,0 мм; более 500 мм 2,5 мм.

При обработке концов труб на монтаже длина цилиндрической части расточки под подкладное кольцо допускается в пределах до 2S, но не менее 20 мм для труб с толщиной стенки S до 25 мм включительно и не менее 50 мм — с большей толщиной стенки. Переход от проточенного участка к необработанной поверхности трубы делают плавным с углом выхода резца не более 15°. Расточка может не производиться, если внутренние диаметры стыкуемых труб отличаются не более чем на 2 мм.

Смещение состыкованных труб по наружному диаметру не должно превышать: для труб из углеродистой или низколегированной стали 30% толщины более тонкой стенки, или 5 мм; для труб из стали аустенитного и мартенситно-ферритного классов при толщине стенки $S \leq 10$ мм — 15% толщины более тонкой стенки, при $S > 10$ мм — 10% более тонкой стенки, или 3 мм. Если смещение кромок превышает эту величину, конец трубы с большим наружным диаметром обрабатывают механическим способом по одному из эскизов рис. 12.1, б, в.

Смещение свариваемых труб по внутреннему диаметру при сварке без подкладного кольца не должно превышать: при $S \leq 10$ мм 0,5 мм, при $S > 10$ до 20 мм 0,05 S, при $S > 20$ мм 1 мм. Для стыков трубопроводов с $p_{\text{раб}} \leq 22$ кгс/см² при диаметре труб более 200 мм смещение внутренних кромок не должно превышать: при $S \leq 4$ мм 0,2 S, при $S > 4$ мм 0,15 S, или 2 мм.

Для стыков труб, свариваемых на подкладном кольце, разность внутренних диаметров в месте стыка не должна превышать 2 мм, чтобы в собранном стыке зазор между кольцом и внутренней поверхностью трубы был не более 1 мм.

Если у стыкуемых труб разность внутренних диаметров превышает допустимую величину, то для обеспечения плавного перехода в месте стыка труб может быть применен один из следующих способов:

Способ 1 — раздача в холодную или с нагревом конца трубы с меньшим внутренним диаметром путем его калибровки (табл. 12.3).

Способ 2 — механическая обработка (расточка) по внутренней поверхности конца трубы с меньшим внутренним диаметром (рис. 12.2, а, б).

Угол β должен быть не более 6° на трубах из аустенитных сталей и не более 15° на трубах из других сталей; после расточки толщина стенки трубы должна быть не меньше расчетной.

Способ 3 — наплавка на внутреннюю поверхность трубы с

Таблица 12.3. Требования к раздаче (калибровке) концов труб

Класс (марка) стали	Способ раздачи	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм, не более	Раздача А, %, не более
Углеродистая	В холодную	≤ 83 84—200	6 8	6 4
	С нагревом	≤ 300	20	10
Низколегированная теплоустойчивая	В холодную	≤ 100	8	4
	С нагревом	≤ 100	8	10
Низколегированная конструкционная	В холодную	≤ 200	8	4
	С нагревом	≤ 300	20	10
Аустенитная	В холодную	≤ 83 84—100	6 10	6 4
Мартенситно-ферритная	В холодную	≤ 100	6	4

Примечания: 1. Раздача А подсчитывается по формуле $A = \frac{D_2 - D_1}{D_1} 100\%$, где D_1 и D_2 — внутренние диаметры трубы соответственно до и после раздачи.

2. Раздача с нагревом производится при температуре конца трубы 900—1000 °С для труб из низколегированных теплоустойчивых сталей или 700—900 °С для труб из низколегированных конструкционных и углеродистых сталей.

Таблица 12.4. Требования к расположению поперечных сварных швов на трубах котлов и трубопроводах

Расположение поперечных сварных швов	Допустимый размер
Расстояние между осями соседних поперечных швов	При S до 8 мм — не менее 50 мм, при S более 8 мм 3S, но не менее 100 мм

Расположение поперечных сварных швов	Допустимый размер
Расстояние от началагиба (закругления) до оси поперечного шва (за исключением приварки крутозагнутых и штампосварных колен)	При D_n до 100 мм D_n , но не менее 50 мм, при D_n более 100 мм $\sqrt{D_n S}$, но не менее 100 мм
Расстояние от наружной поверхности элемента (барабана, камеры, транзитной трубы) до оси поперечного шва или до началагиба	То же

большим внутренним диаметром с последующей механической обработкой наплавленного слоя (рис. 12.2, а). Такой способ может применяться для труб из углеродистой и низколегированной стали, при этом длина наплавки l должна быть не менее 20 мм на трубах диаметром до 219 мм, 30 мм на трубах диаметром 219—273 мм, 50 мм на трубах диаметром более 273 мм. Толщина наплавки не должна превышать 6 мм. Наплавка выполняется с использованием

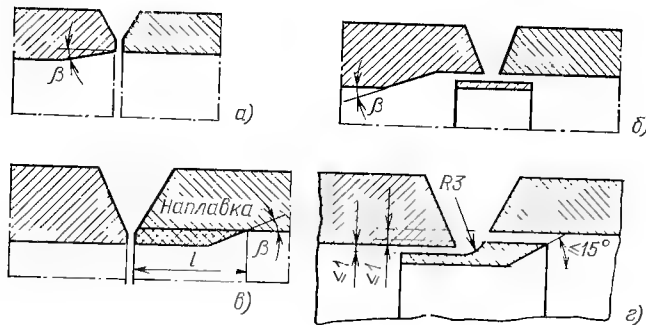


Рис. 12.2. Способы подготовки кромок при стыковке труб с разными внутренними диаметрами.

а — расточка внутренней поверхности для стыка без подкладного кольца; б — то же для стыка с подкладным кольцом; в — наплавка; г — сборка на фигурном кольце.

тех же присадочных материалов и соблюдением тех же режимов подогрева и охлаждения, которые предусмотрены для сварки данных стыков.

Способ 4 — сборка стыка на фигурном остающемся кольце (рис. 12.2, г) при условии, что разность внутренних диаметров не превышает 6 мм.

Прямолинейность собранных встык труб соблюдается при размере a не более 1,5 мм (рис. 12.3).

Расположение поперечных сварных швов на трубах должно отвечать требованиям, приведенным в табл. 12.4.

Сборка стыков труб производится в центровочных приспособлениях, обеспечивающих соосность стыкуемых труб (рис. 12.4).

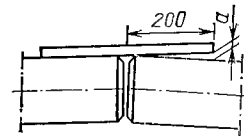


Рис. 12.3. Проверка прямолинейности стыка труб.

Число прихваток и их протяженность зависят от диаметра труб и в общем случае должны соответствовать следующим значениям:

Диаметр труб, мм	Число прихваток по периметру	Протяженность одной прихватки, мм
До 100	1—2	10—20
100—426	3—4	20—40
Более 426	Через каждые 300—400 мм	30—50

Высота прихватки определяется толщиной трубы и способом сварки, которым производится прихватка, и, как правило, имеет следующие значения:

при выполнении прихваток ручной электродуговой или полуавтоматической сваркой в углекислом газе труб с толщиной стенки S до 10 мм 0,6—0,7 S , но не менее 3 мм, труб с $S > 10$ мм 5—8 мм;

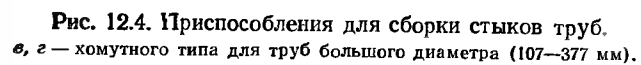
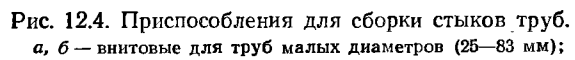
при выполнении прихваток ручной аргодуговой или газовой сваркой труб с S до 10 мм 2—3 мм, труб с $S > 10$ мм 3—4 мм.

12.2. СВАРКА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС И АЭС

Сварка швов длиной более 1—1,5 м для уменьшения коробления производится обратноступенчатым способом (рис. 12.5, а); сварка длинных швов при толщине металла свыше 12—15 мм — «горкой» (рис. 12.5, б) или «каскадом» (рис. 12.5, в).

При сварке больших листовых конструкций (рис. 12.6) следует избегать пересекающихся швов. Сначала сваривают поперечные короткие швы средних поясов, затем поперечные швы крайних поясов и после этого продольные швы, соединяющие пояса. Сварку каждого шва следует вести обратноступенчатым способом от середины к краям.

При сварке встык двутавровых балок со смещенными в разные стороны монтажными стыками верхней и нижней полок наложение швов выполняют последовательно (рис. 12.7, направление сварки указано стрелками); швы 1, 4 и 5 следует сваривать обратноступенчатым способом.



Предварительный и сопутствующий подогревы мест сварки до 180—200°С при монтаже металлоконструкций из углеродистых и низколегированных конструкционных сталей производятся:

для стыковых швов при толщине металла 16 мм и менее в случае сварки углеродистых сталей — при температуре окружающего

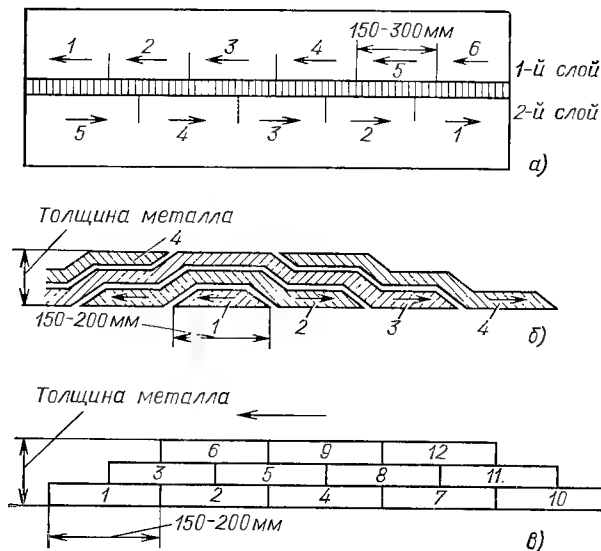


Рис. 12.5. Порядок сварки обратнo-ступенчатым способом (а), «горкой» (б) и «каскадом» (в).

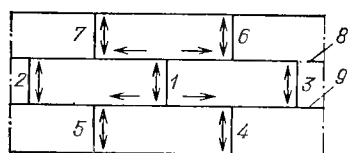


Рис. 12.6. Порядок сварки листовых конструкций.

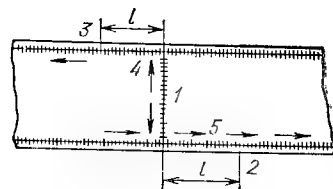


Рис. 12.7. Порядок сварки стыка двутавровых балок.

воздуха $t_{0.в}$ ниже —30°С, в случае сварки низколегированных конструкционных сталей (09ГА, 14Г2, 16ГС, 14ХГС и др.) — при $t_{0.в}$ ниже —20°С;

для стыковых швов при толщине металла более 16 мм (независимо от марки стали) — при $t_{0.в}$ ниже —15°С;

для стыковых швов, представляющих замкнутый контур, независимо от марки стали и толщины металла производится подогрев места замыкания шва на длине 300 мм в каждую сторону от конца шва при $t_{0.в}$ ниже —15°С;

для угловых швов с катетом более 10 мм — при $t_{0.в}$ ниже —25°С, с катетом менее 10 мм — при $t_{0.в}$ ниже —15°С (независимо от марки стали).

Для сварки металла толщиной $S=3-4$ мм следует применять электроды диаметром 3 мм, при $S=5-8$ мм 4—5 мм, при $S>8$ мм 5—6 мм. Сварка в потолочном положении выполняется электродами диаметром не более 4 мм.

Для ручной электродуговой сварки металлоконструкций и КВО из углеродистых сталей применяются электроды типов Э-42, Э-46, Э-42А, Э-50А, из низколегированных конструкционных сталей — типов Э-42А и Э-50А. Сварка металлоконструкций АЭС, подводомственных Госгортехнадзору СССР, независимо от марки стали (углеродистой и низколегированной конструкционной), а также любых металлоконструкций при температуре окружающего воздуха ниже 0° выполняется электродами с фтористо-кальциевым покрытием (типов Э-42А, Э-50А).

Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом в условиях монтажной площадки применяется: при изготовлении из листов цилиндрических резервуаров (листы на плазе свариваются с помощью автомата в карты, сворачиваются в рулон, транспортируются на место установки, разворачиваются и устанавливаются в проектное положение);

при изготовлении (автоматическая сварка) и монтаже (полуавтоматическая сварка) облицовок спецпомещений АЭС из аустенитных и углеродистых сталей;

при изготовлении балок;

при изготовлении коробов газо- и воздухопроводов (полуавтоматическая сварка).

Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом стыковых швов производится по предварительной ручной подварке, на флюсовой подушке, на медной подкладке, на стальной остающейся подкладке.

Сварку стыкового шва листов толщиной 3—8 мм во избежание коробления следует производить на магнитном стенде с флюсовой подушкой.

Двусторонняя автоматическая сварка применяется для металла толщиной более 8 мм и может выполняться:

без разделки кромок с обязательным зазором между стыкуемыми элементами; зазор должен составлять 2—4 мм для листов толщиной 9—20 мм, 6—8 мм для листов толщиной 30 мм;

с разделкой кромок и минимальным зазором (не более 2 мм).

Для сварки под флюсом как углеродистых, так и низколегированных сталей применяется сварочная проволока Св-08АА, Св-08А с флюсом ОСЦ-45, АН-348А, проволока Св-08ГС, Св-12ГС с флюсом АН-22, ЗиО-Ф2, ФЦ-11. Диаметр проволоки для автоматической сварки 2—5 мм, для полуавтоматической 1,6—2 мм.

Угловые соединения с помощью автоматической или полуавтоматической сварки под флюсом выполняются «в лодочку» (рис. 12.8,а) или в угол (рис. 12.8,б). Сварка «в лодочку» позволяет накладывать швы практически любого сечения, однако требует обеспечить сборку деталей с минимальным зазором (не более 1,5 мм) во избежание протекания жидкого металла; сварка в угол применяется для швов малого сечения: за один проход накладывается шов с катетом не более 6—7 мм.

Полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа полуавтоматами типов А-547, А-825М, А-929С (А1011), ПДПГ-500 и др. применяется при изготовлении в условиях сборочной площадки различных изделий КВО и металлоконструкций, а также при монтаже этого оборудования. Сварка может выпол-

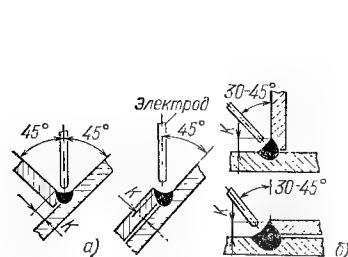


Рис. 12.8. Автоматическая сварка под флюсом угловых швов в симметричную «лодочку» (а) и в угол (б).

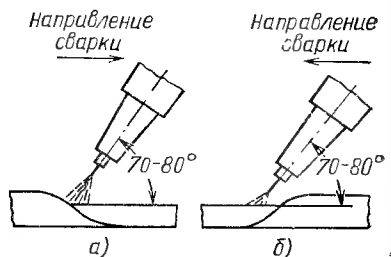


Рис. 12.9. Полуавтоматическая сварка в углекислом газе «углом назад» (а) и «углом вперед» (б).

няться во всех пространственных положениях. Сварка ведется на постоянном токе обратной полярности от источника тока с жесткой или пологопадающей характеристикой. Необходимо обеспечить защиту мест сварки от ветра.

Скорость сварки одного слоя колеблется от 14 до 30 м/ч и зависит от скорости подачи проволоки, толщины сваряемого металла, положения шва в пространстве, диаметра проволоки и квалификации сварщика. Большинство отечественных полуавтоматов рассчитано на проволоку диаметром 0,8—2 мм. Для сварки в проточном и вертикальном положениях применяется проволока 0,8—1,2 мм.

Сварка стыковых швов в нижнем положении может производиться «углом назад» и «углом вперед» (рис. 12.9). Сварку вертикальных стыковых швов при толщине металла до 4 мм следует производить сверху вниз без колебаний горелки, при большей толщине металла — снизу вверх с поперечными колебаниями. Наклон горелки к горизонту при сварке сверху вниз 35—40°, при сварке снизу вверх — 45—50°. Сварка потолочных швов производится «углом назад».

Сварку тавровых соединений в нижнем положении выполняют при наклоне горелки к горизонтали под углом 45—55°; в случае применения проволоки диаметром 1,6—2 мм горелка перемещается без колебательных движений, при меньшем диаметре проволоки — с петлеобразным колебательным движением. Тавровое соединение в вертикальном положении при катете до 3 мм сваривается сверху вниз без поперечных колебаний электрода, при большем катете — снизу вверх с поперечными колебаниями.

Для сварки в углекислом газе изделий из углеродистых и низколегированных конструкционных сталей следует применять проволоку Св-08Г2С.

Полуавтоматическая сварка порошковой проволокой применяется для сварки металлоконструкций и КВО из

углеродистых и низколегированных сталей в нижнем и вертикальном положениях. Сварка выполняется с помощью специализированных полуавтоматов ПМП-6, А-765 и универсальных полуавтоматов А-1035М, А-1197. Могут быть использованы также полуавтоматы для газозащитной сварки ПДГ-500, ПГШ-4М, ПРМ-4. Сварка производится на постоянном токе обратной полярности от источника тока с жесткой характеристикой.

Техника сварки порошковой проволоки во многом сходна с техникой полуавтоматической сварки в среде углекислого газа. Качество шва зависит от равномерности подачи проволоки, поэтому нельзя допускать резких перегибов шланга.

Сварка стыковых швов производится при положении электрода под прямым углом к изделию либо «углом назад». При сварке тавровых соединений угол между полкой и проволокой должен составлять 45—60°; при сварке на повышенных режимах, особенно при наличии зазора, проволоку следует направлять не в угол, а на полку.

12.3. СВАРКА ОБЛИЦОВОК СПЕЦИАЛЬНЫХ ПОМЕЩЕНИЙ АЭС И РЕЗЕРВУАРОВ

Облицовки из аустенитных сталей (08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х21Н5Т) специальных помещений атомных электростанций могут изготавливаться по одному из следующих вариантов: вариант 1 — конструкция изготавливается полностью в цехе предмонтажных работ (ЦПР);

вариант 2 — изготовление крупных блоков (ярусов) с приваркой ребер жесткости, арматуры и закладных деталей в ЦПР; окончательная сборка и сварка блоков — на месте установки;

вариант 3 — сборка и сварка облицовочных конструкций из отдельных карт на месте установки.

Изготовление по I варианту (рис. 12.10) позволяет обеспечить максимальную механизацию сварочных работ и двусторонний доступ к конструкции для контроля сварных швов.

При изготовлении и монтаже облицовочных конструкций может применяться автоматическая сварка под флюсом, ручная электродуговая сварка (штучными электродами), автоматическая или ручная аргонодуговая сварка.

Контроль качества сварных соединений облицовочных конструкций из аустенитных сталей производится путем внешнего осмотра и измерения сварных швов, просвечиванием рентгеновскими или гамма-лучами, испытания сварных швов на плотность керосином или вакуум-методом, испытания образцов-свидетелей на стойкость против межкристаллитной коррозии (МКК) и исследования макроструктуры.

Внешний осмотр и проверка на плотность сварных швов производятся в объеме 100%, объем контроля остальными методами назначается в зависимости от категории сварного соединения, которая определяется условиями его работы.

Корпус и днище резервуара емкостью 1500 м³ для хранения конденсата на АЭС (рис. 12.11) изготавливаются из двухслойной стали (ВСтЗспЗ+12Х18Н10Т) толщиной 8 мм, потолок и центральная стойка — из стали 12Х18Н10Т.

Заготовка днища поставляется на монтаж в виде двух рулонов, которые разворачиваются на специально подготовленном основании

и свариваются швом I со стороны плакированного слоя одновременно двумя сварщиками от середины к краям обратноступенчатым методом. Сначала накладывают углеродистый слой электродами УОНИ-13/45, затем переходный слой электродами ЭА-395/9 и последним — облицовочный слой электродами ЭА-400/10у.

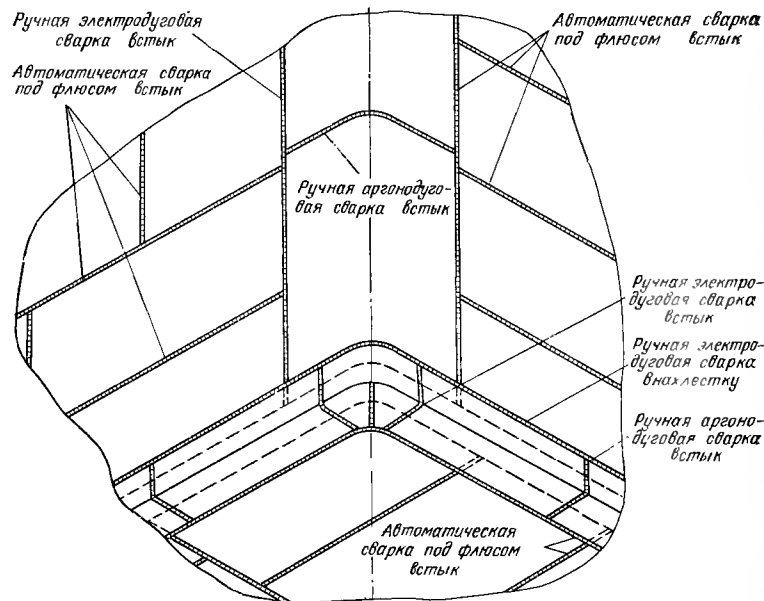


Рис. 12.10. Схема сварки облицовки спецпомещений АЭС.

Корпус поступает на монтаж в виде рулона, который разворачивают на днище в проектное положение и приваривают к днищу угловым швом II. Сначала снаружи резервуара накладывают слой электродами ЭА-395/9, а затем после зачистки абразивным кругом корня шва изнутри резервуара наплавляют плакирующий слой электродами ЭА-400/10у. Шов накладывают по мере разворачивания корпуса на длине 6—8 м обратноступенчатым методом одновременно двумя сварщиками.

Вместе с разворачиванием корпуса монтируют и приваривают к днищу центральную стойку.

Вертикальный замыкающий шов III на корпусе сваривают одновременно два сварщика обратноступенчатым методом: сначала накладывают углеродистыми электродами УОНИ-13/45 наружный шов, а затем после зачистки корня изнутри резервуара накладывают последовательно слои электродами ЭА-395/9 и ЭА-400/10у.

Кровля собирается из отдельных щитов, ограниченных швеллерами, которые скрепляют между собой болтами; после этого заваривают стыковой шов IV электродами ЭА-395/9, поверхность шва

зачищают, на него накладывают пластину из стали 12Х18Н10Т и приваривают к кровле угловыми швами электродами ЭА-400/10у.

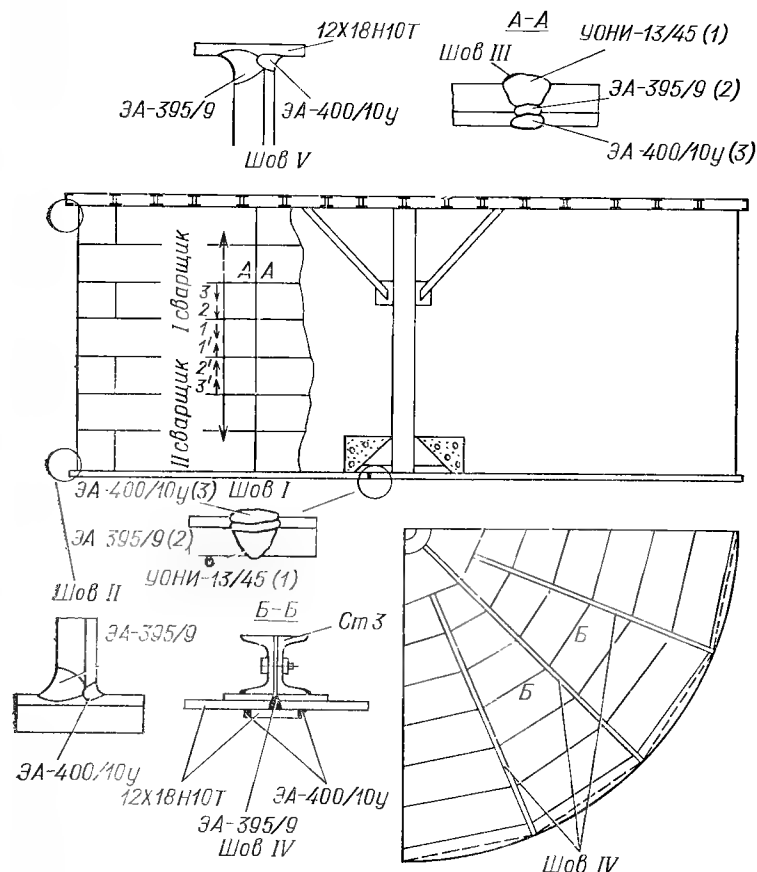


Рис. 12.11. Схема сварки резервуара для хранения конденсата на АЭС.

Последней операцией является сварка потолка с корпусом резервуара угловым швом V; наложение шва I производится аналогично наложению шва II.

12.4. РУЧНАЯ ЭЛЕКТРОДУГОВАЯ СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ

Температура предварительного и сопутствующего подогревов стыков труб при сварке выбирается по марке стали и толщине свариваемых труб (табл. 12.5). Температура предварительного подогрева,

Таблица 12.5. Температура предварительного и сопутствующего подогревов стыков труб при сварке (при температуре окружающего воздуха выше 0° С)

Марка стали свариваемых деталей	Требования ОП 1513-72 для трубопроводов и конструкций АЭС (сварка в монтажных условиях)		Требования РТМ-1с-81 для трубопроводов и труб котлов ТЭС (при ручной электродуговой сварке*)	
	Номинальная толщина свариваемых деталей, мм	Минимальная температура подогрева, °С	Номинальная толщина свариваемых деталей, мм	Температура подогрева, °С
ВСт3сп5, 10, 15, 20	До 100 Свыше 100	— 100	До 30 С выше 30	— ≥100
20К, 22К	До 60 Свыше 60	— 100	До 30 Свыше 30	— ≥100
10ХСНД	До 30 Свыше 30	— 100	— —	— —
16ГС, 16ГС, 09Г2С, 17ГС, 20ГСЛ, 16ГНМА, 15ГНМФА	До 30 Свыше 30	— 150	До 30 Свыше 30	— ≥200
12ХМ, 15ХМ, ОХ13, 20ХМЛ	До 10 От 10 до 30 Свыше 30	— 150 200	До 10 С выше 10	— 250—300
1Х2М	До 10 Свыше 10	— 100	До 10 Свыше 10	— 250—300
20ХМ, 20ХМА	До 10 Свыше 10	— 200	— —	— —
12Х1МФ, 20ХМФЛ	До 10 От 10 до 30 Свыше 30	— 200 250	До 10 Свыше 10	— 250—300
15Х1М1Ф, 15Х1М1ФЛ	До 10 От 10 до 30 Свыше 30	— 250 300	До 10 Свыше 10	— 300—350
1Х12В2Мф **	До 30 Свыше 30	250 300	До 10 Свыше 10	≥250 ≥350

* Для труб котлов и трубопроводов ТЭС в соответствии с требованиями РТМ-1с-81 подогрев стыков при ручной аргонодуговой сварке производится только для стыков труб из сталей 15Х1М1Ф, 12Х2МФСР и 12Х2МФБ; температура подогрева 250—300°С. При газовой сварке стыки не подогреваются.

** Подогрев указан в случае сварки присадочным материалом состава, аналогичного составу основного металла; при сварке стыков пароперегревательных труб аустенитным присадочным материалом подогрев не производится.

а также повторных подогревов в процессе сварки выбирается с учетом возможного понижения температуры из-за теплоотвода с таким расчетом, чтобы температура металла свариваемых элементов в зоне стыка не была ниже значений, приведенных в табл. 12.5.

Перед прихваткой стыки труб подогревают в следующих случаях:

при ручной электродуговой сварке стыков труб с толщиной стенки более 10 мм из стали 12Х1МФ — до температуры 200—250°С, из стали 15Х1М1Ф — до температуры 250—300°С;

Таблица 12.6. Ориентировочный сварочный ток для сварки стыков труб в нижнем положении

Тип покрытия электродов	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А
Фтористо-кальциевое покрытие (электроды марок УОНИ-13, ЦУ-5, ТМУ-21, ТМЛ-2, ТМЛ-1, ЦЛ-38, ЦЛ-39, ЦЛ-20 и др.)	2,5	70—90
	3,0	90—110
	4,0	120—170
	5,0	170—210
Рудно-кислородное и рутиловое покрытия (электроды марок ОЗС-4, АНО-6 и др.)	2,5	70—90
	3,0	90—130
	4,0	140—190
	5,0	180—230

при ручной аргонодуговой сварке стыков труб из сталей 12Х2МФСР и 12Х2МФБ независимо от толщины стенки — до температуры 200—250°С, стыков труб с толщиной стенки более 10 мм из стали 15Х1М1Ф — до температуры 250—300°С.

Во избежание чрезмерной текучести металла сварочной ванны не следует вести сварку при температуре подогрева выше 450°С.

При сварке деталей из сталей различных марок температура подогрева принимается по стали, для которой установлен более высокий подогрев.

Стык должен быть подогрет по всему периметру, при этом для стыков труб из низколегированной стали с толщиной стенки более 30 мм ширина зоны подогрева до нужной температуры должна быть не менее 150 мм (по 70—75 мм с каждой стороны стыка), для труб с толщиной стенки до 30 мм — не менее 100 мм.

Примерный режим тока при сварке в нижнем положении следует выбирать по табл. 12.6 с последующим уточнением для каждой марки электрода по паспорту.

При вертикальном и потолочном положениях шва сварочный ток должен быть уменьшен на 10—20% по сравнению с током при нижнем положении шва.

Сварку неповоротных вертикальных стыков трубопроводов выполняют электродами диаметром не более 5 мм, при этом потолочный участок шва сваривается электродами диаметром не более 4 мм. Для сварки корня шва применяются электроды диаметром 2,5—3 мм.

Стыки труб из низколегированных сталей при толщине стенки более 12 мм сваривают неповоротными во избежание появления трещин в первых слоях шва при повороте труб.

Во всех случаях многослойной сварки разбивка на участки производится с таким расчетом, чтобы стыки участков («замки» швов) в соседних слоях не совпадали, а были смещены один относи-

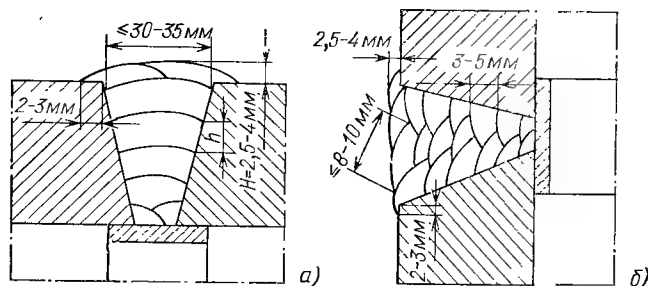


Рис. 12.12. Примерное расположение слоев и валиков по сечению шва.

а — при сварке вертикального стыка трубопровода с толщиной стенки 25—30 мм; б — то же горизонтального стыка труб с толщиной стенки 20—25 мм.

тельно другого не менее чем на 15 мм и последующий участок должен перекрывать предыдущий на длине 15—20 мм.

При сварке вертикальных стыков трубопроводов из углеродистых и низколегированных сталей высота каждого слоя или валика h не должна превышать 5—6 мм для электродов с покрытием руднокислого и рутилового типов и 4—5 мм для электродов с покрытием фтористо-кальциевого типа; ширина одного слоя не должна превышать 30—35 мм (рис. 12.12, а). При сварке горизонтальных стыков трубопроводов толщина валика должна быть 3—5 мм, а ширина (наибольший размер в поперечном сечении) — не более 10 мм (рис. 12.12 б).

Стыки трубопроводов диаметром менее 219 мм независимо от толщины стенки могут свариваться одним сварщиком, при большем диаметре труб сварка выполняется одновременно двумя сварщиками.

В случае сварки вертикального стыка с так называемой «узкой» разделкой (тип 3а по табл. 12.2) первые 3—4 слоя шва следует выполнять электродами с фтористо-кальциевым покрытием диаметром 2,5—3 мм, последующие слои — диаметром 4 мм с соблюдением следующих требований:

толщина слоя должна составлять 4—7 мм, а ширина должна быть равна ширине разделки в данном сечении;

нельзя допускать подплавления и подрезов кромок при наложении слоев шва;

обеспечивается плавный переход от поверхности каждого слоя к кромке, для чего нужно перемещать электрод с небольшими поперечными колебаниями, задерживая его у кромки;

шлак тщательно удаляется из разделки после наложения каждого слоя.

Не допускается прекращения сварки стыка до заполнения хотя бы половины его толщины по всему периметру. При вынужденных

перерывах в работе необходимо обеспечить медленное охлаждение стыка (под асбестом), а при возобновлении сварки — подогреть стык до требуемой температуры (см. табл. 12.5).

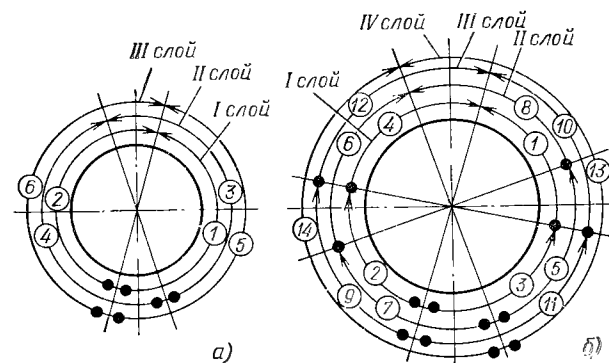


Рис. 12.13. Порядок наложения слоев при сварке вертикального неповоротного стыка труб одним сварщиком.

а — для труб диаметром до 219 мм; б — для труб диаметром более 219 мм; 1—14 — последовательность наложения участков слоев.

Порядок наложения слоев при сварке вертикального неповоротного стыка одним сварщиком показан на рис. 12.13.

Сварку первых трех слоев на стыках труб диаметром более 219 мм для равномерного распределения напряжений по стыку и

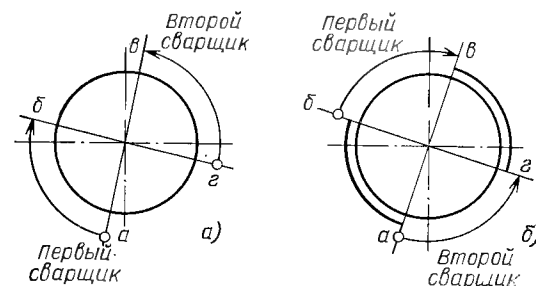


Рис. 12.14. Порядок наложения валиков первого слоя шва при сварке вертикального неповоротного стыка труб диаметром 219 мм и более двумя сварщиками.

а — первый этап; б — второй этап.

уменьшения деформаций выполняют обратноступенчатым способом (рис. 12.13, б), при этом длина каждого участка не должна превышать 200—250 мм. Длина участков последующих слоев шва может составлять $\frac{1}{2}$ окружности стыка.

Порядок наложения валиков первого слоя при сварке вертикального неповоротного стыка двумя сварщиками показан на рис. 12.14.

Остальные слои накладывают аналогично со смещением «замков» на 15–20 мм относительно «замков» соседнего слоя.

Горизонтальные стыки труб диаметром менее 219 мм сваривает один сварщик без разбивки на участки, соблюдая правило смещения «замков» в соседних слоях или участках (рис. 12.15, а), стыки труб

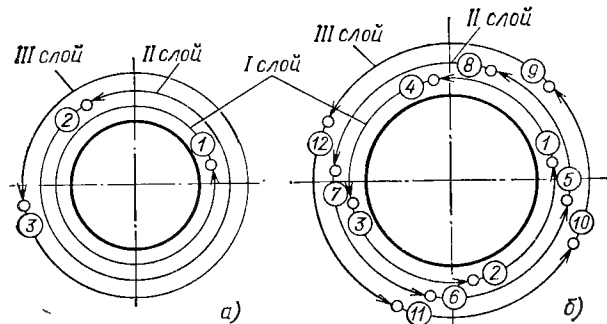


Рис. 12.15. Порядок наложения слоев (валиков) при сварке горизонтального стыка труб одним сварщиком.

а — для труб диаметром до 219 мм; б — для труб диаметром более 219 мм.

диаметром более 219 мм — обратноступенчатым способом, как показано на рис. 12.15, б.

Последовательность сварки первого (корневого) слоя шва горизонтального стыка труб двумя сварщиками приведена на рис. 12.16.

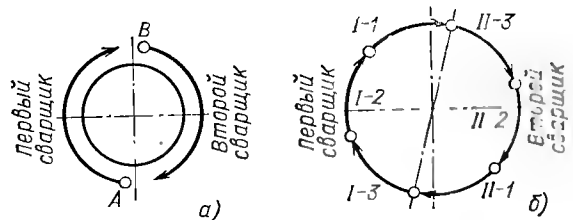


Рис. 12.16. Порядок наложения валиков первого слоя шва горизонтального стыка труб при сварке двумя сварщиками.

а — для труб диаметром до 300 мм; б — для труб диаметром более 300 мм.

На стыках труб диаметром до 300 мм с толщиной стенки более 40–45 мм обратноступенчатым способом следует накладывать первые три слоя, последующие слои шва могут выполняться участками длиной по $\frac{1}{2}$ окружности трубы. На стыках труб из низколегированных марок стали диаметром свыше 600 мм с толщиной стенки 25–45 мм все слои шва выполняются обратноступенчатым способом участками длиной не более 200 мм.

Способ ручной электродуговой сварки слоями повышенной толщины может применяться для неповоротных вертикальных стыков трубопроводов из сталей 20 и 15ГС с толщиной стенки более 20 мм, а способ «поперечной горки» — для таких же стыков с толщиной стенки свыше 40 мм.

При сварке стыков труб слоями повышенной толщины первый слой основного сечения шва выполняется по обычной технологии. Второй

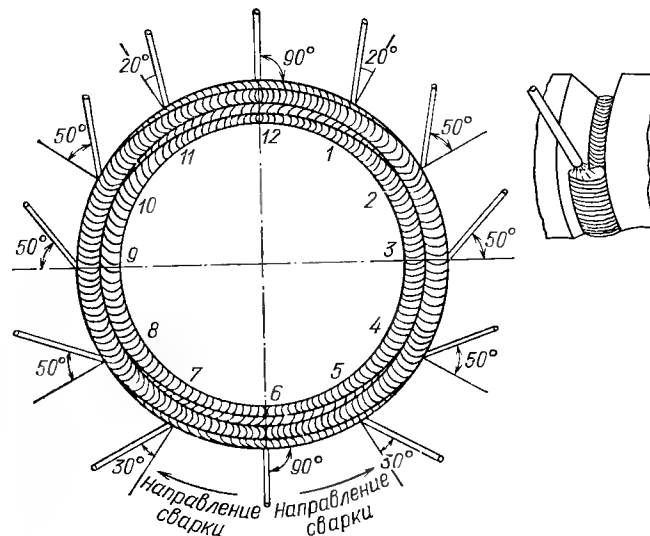


Рис. 12.17. Схема сварки неповоротного вертикального стыка слоями повышенной толщины.

слой выполняется одновременно двумя сварщиками по следующей схеме:

первый сварщик начинает сварку в зените потолочного участка (точка 6 на рис. 12.17) и проваривает свою половину против часовой стрелки без перерыва примерно до точки 12. Толщина слоя на потолочном участке составляет 6–7 мм. Начиная от точки 5 сварщик плавно наращивает толщину слоя, создавая горизонтальную площадку и увеличивая постепенно толщину слоя до 15–18 мм в точке 3;

второй сварщик начинает сварку в точке 9 и проваривает четверть стыка по часовой стрелке до точки 12, а затем переходит в точку 6 и накладывает второй слой на участке 6–9. Сварка ведется таким же способом, какой был описан для первого сварщика, т. е. путем наплавки на горизонтальную площадку.

В сравнении с обычной технологией сварка слоями повышенной толщины позволяет повысить производительность труда на 20–30%.

Сварка стыков труб способом «поперечной горки» (рис. 12.18) начинается (после наложения корневого слоя) с заполнения разделки

одновременно в двух диаметрально противоположных местах — на потолочном и нижнем участках.

На потолочном участке варивают поперек разделки заходную планку, на которую последовательно наплавляют валики в направле-

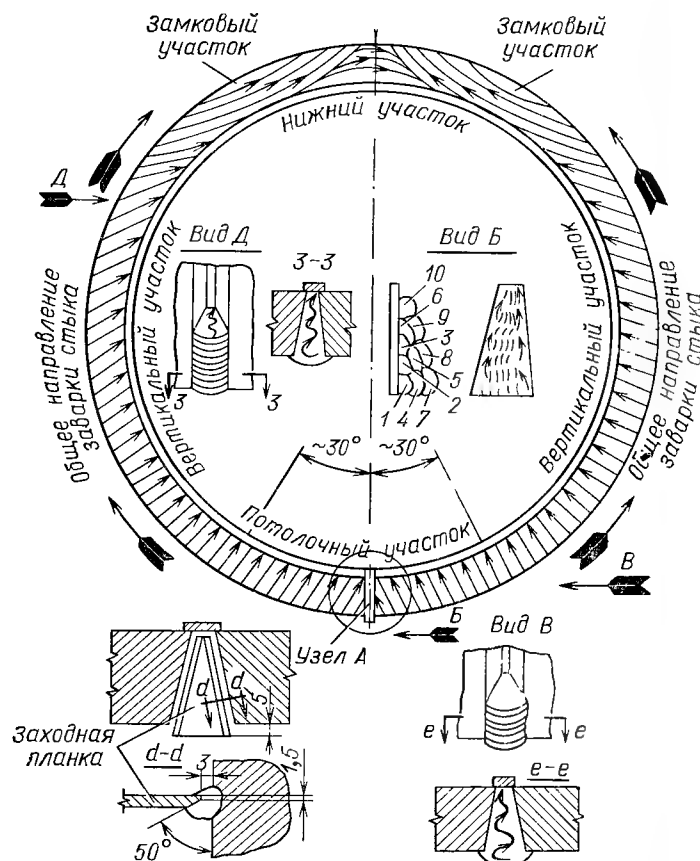


Рис. 12.18. Схема сварки способом «поперечной горки» неповоротного вертикального стыка.

нии от раскрытия кромок к корню, причем каждый последующий валик накладывают на предыдущий, как на карниз.

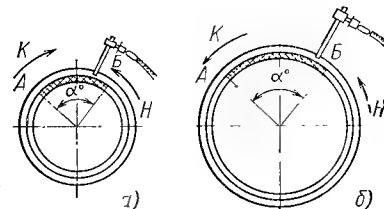
Постепенно создается плоскость наплавки, расположенная по отношению к вертикали под углом 40—50°, на которую затем производят наложение валиков в нижнем положении или в близком к этому, причем электрод перемещается от раскрытия кромок к корню (рис. 12.18, вид. В).

Верхняя часть стыка (нижний участок) выполняется обычным способом, т. е. валики (слои) накладывают вдоль разделки.

Сварка стыков прямых участков трубопроводов в плети при толщине стенки трубы до 12—15 мм может производиться с поворо-

Рис. 12.19. Порядок выполнения сварки стыка труб с поворотом на 360°.

a — для труб диаметром до 219 мм;
 b — для труб диаметром свыше 219 мм;
 $\alpha = 70 \div 110^\circ$; K — поворот трубы; H — направление сварки.



том на 360°, т. е. с круговым вращением труб (рис. 12.19), или 180° (рис. 12.20). Угол одновременного поворота α при сварке с поворотом на 360° зависит от диаметра трубы и в среднем составля-

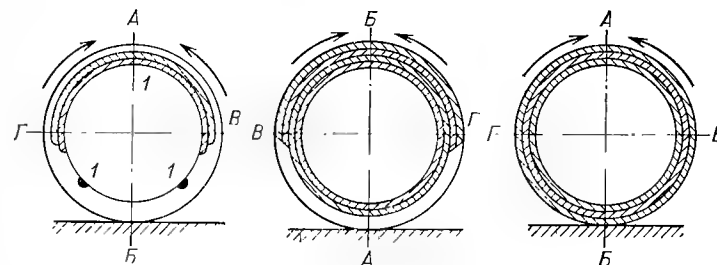
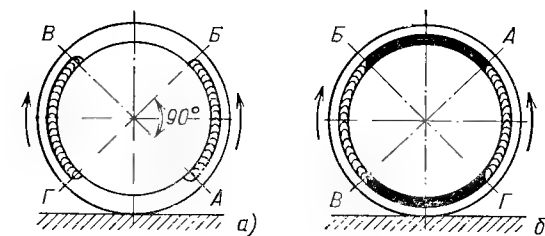


Рис. 12.20. Порядок выполнения сварки стыка труб с поворотом на 180°.

1 — прихватки.

Рис. 12.21. Порядок сварки первого слоя стыка труб без подкладного кольца с поворотом на 90°.

a — наложение первого слоя на участках AB и $ГВ$; b — то же на участках $ГА$ и $ВВ$ после поворота труб на 90°.



ет 70—90°. Сварка с поворотом на 90° (рис. 12.21) применяется для наложения первого слоя в стыках, свариваемых без подкладных колец, поскольку на вертикальных участках легче получить удовлетворительное формирование обратного валика. Наложение последующих слоев может выполняться с поворотом труб на 360° или 180°.

12.5. СВАРКА ТРУБ И ПАНЕЛЕЙ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Стыки труб поверхностей нагрева должны свариваться электродами диаметром не более 3 мм. Марка электродов выбирается по марке свариваемой стали.

При сварке труб поверхностей нагрева соблюдаются следующие требования:

прихватки производятся в одной или двух точках, расположенных симметрично по окружности стыка;

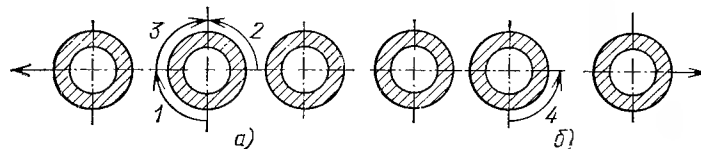


Рис. 12.22. Порядок наложения валиков первого слоя шва вертикального стыка труб поверхностей нагрева при тесном расположении труб.

в процессе сварки и охлаждения до полного остывания стык не должен подвергаться каким-либо механическим воздействиям;

сварка стыков труб производится без предварительного подогрева независимо от марки стали труб.

Сварку стыка рекомендуется начинать сразу после прихватки. Трубы поверхностей нагрева котлов могут свариваться без предварительной прихватки. Для этого сборка стыка производится в специальном приспособлении, позволяющем сваривать весь периметр стыка без снятия приспособления.

При тесном рядовом расположении труб стыки свариваются следующим образом. При помощи сборочного приспособления, позволяющего производить сварку стыка по всему периметру, между трубами устанавливают в вертикальном стыке зазор 1,5—2 мм, в горизонтальном — 0,5—1 мм. После оттяжки или расклинивания одной из соседних труб накладывают первый слой последовательно на участках 1, 2, 3 (рис. 12.22, а). Затем оттягивают или расклинивают соседнюю трубу с другой стороны и накладывают первый слой на участке 4 (рис. 12.22, б). Аналогично выполняют второй слой, только с той разницей, что сначала накладывают швы на два нижних участка, а затем на два верхних участка.

Корневой слой желательно выполнять непрерывно по всему периметру стыка.

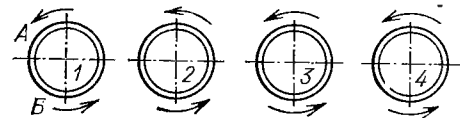
При сварке установленных в проектное положение блоков труб поверхностей нагрева, а также в случае тесного расположения труб в ряду для удобства проведения работ разрешается сваривать стыки труб одновременно двум сварщикам: один сварщик сваривает все стыки с одной стороны стенки экрана — со стороны А (рис. 12.23), а другой — с противоположной стороны Б, при этом второй сварщик должен отставать от первого не менее чем на один стык.

Направление сварки у обоих сварщиков одинаковое.

В процессе сварки необходимо как можно реже обрывать дугу, чтобы не оставлять незаплавленных кратеров.

Стыки труб (кольцевые швы) газоплотных панелей сваривают комбинированным способом (корень шва — ручной аргонодуговой сваркой, остальную часть — ручной электродуговой или полностью аргонодуговой), а продольные швы по плавникам, швы вварки уплот-

Рис. 12.23. Сварка монтажных стыков труб поверхностей нагрева двумя сварщиками.



нительных вставок и узлов уплотнения разъемов — ручной электродуговой сваркой.

Сварку продольных швов по плавникам, уплотнительных вставок и узлов уплотнения разъемов ввиду большой жесткости конструкции рекомендуется производить с предварительным подогревом места сварки газовыми горелками до 150—200° С.

Марка присадочной проволоки и электродов для сварки стыков труб (кольцевых швов) и для приварки уплотняющих вставок выбирается в зависимости от марки свариваемой стали. Для сварки продольных швов по плавникам, приварки к трубам шипов, уплотняющих гребенок и накладок в узлах разъемов стенок котлов следует использовать углеродистые электроды УОНИ-13/55, ЦУ-5 или ТМУ-21 диаметром 2,5—3 мм и проволоку марки Св-08Г2С или Св-08ГС независимо от марки свариваемой стали.

При укрупнении панелей на сборочной площадке сначала сваривают блоки по стыкам труб. В процессе укрупнения панелей должна быть принята такая последовательность сборки, при которой вначале стыкуют и сваривают стыки труб с меньшим зазором, затем с большим.

Сборка и последующая аргонодуговая сварка корневого шва стыков труб осуществляются в специальном центровочном приспособлении без предварительной прихватки.

Сварка продольных швов по плавникам в районе стыковых соединений труб (наложение швов на участках, оставшихся недоваренными на заводе), а также при соединении (укрупнении) панелей производится с двух сторон. В исключительных случаях допускается односторонняя сварка при условии снятия фаски на плавниках под углом 30° с обеспечением полного провара на всю глубину плавника.

Зазор между свариваемыми плавниками в продольных швах должен быть не менее 1,5 мм и не более 3 мм. Сварка продольных швов без зазора запрещается. Минимальный зазор в продольных швах плавниковых труб осуществляется путем пропиловки плавника механическим путем в местах отсутствия зазора.

Во избежание деформации сварку продольных швов производят по зонам, а в каждой зоне чередуют ее не менее чем через одну трубу.

Сварка недоваренных на заводе продольных швов по плавникам в районе стыков труб производится одновременно двумя сварщиками, каждый из которых идет от середины блока к его краям, выполняя сварку через один стык (рис. 12.24). Заварив швы с одной стороны панели, сварщики переходят на другую сторону и в той же по-

следовательности производят сварку с противоположной стороны блока. Каждый шов накладывается обратноступенчатым способом.

Сварку продольных швов на вертикальной плоскости (после установки блоков панелей в проектное положение), а также при укруп-

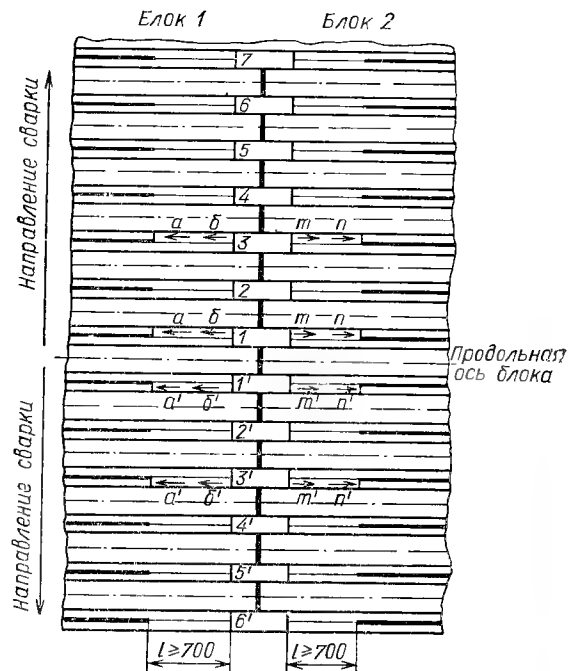


Рис. 12.24. Схема сварки продольных швов по плавникам в районе стыков труб.

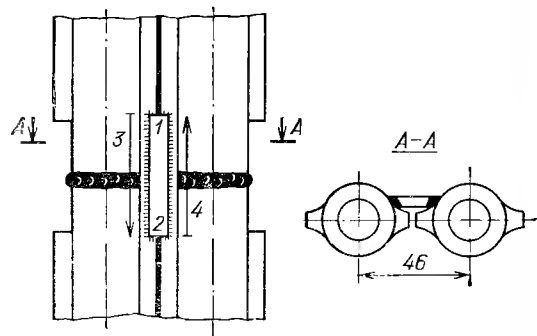


Рис. 12.25. Приварка уплотнительных вставок.

лении панелей в блок длиной более 16 м следует выполнять одновременно двумя или четырьмя сварщиками. В этом случае шов разбивается по длине на четыре равные части.

Уплотнительные вставки в районе сварного стыка труб приваривают к плавникам и трубам швами катетом 3 мм, при этом сварка выполняется на минимальном токе (с тем чтобы глубина проплавления

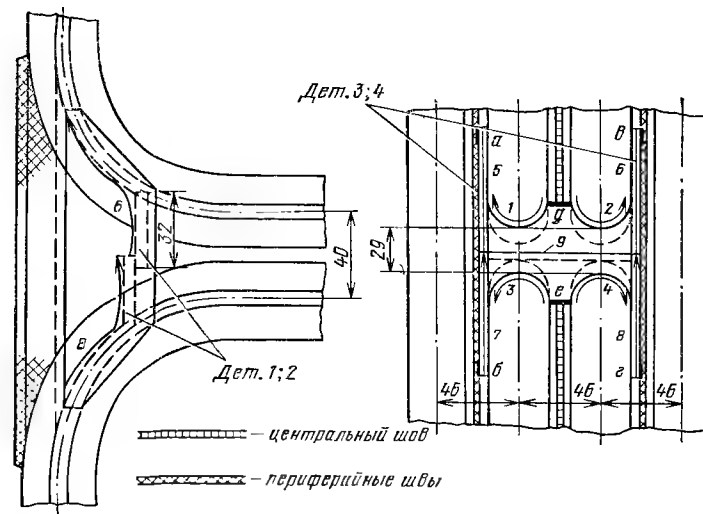


Рис. 12.26. Последовательность сварки узла уплотнения разъемов топочных экранов.

стенки трубы была не более 2 мм) при последовательности сварки, показанной на рис. 12.25.

Сварка уплотнений в узле разрыва выполняется следующим образом (рис. 12.26). После сварки центральных продольных швов по плавникам устанавливают накладки (детали 3 и 4) и прихватывают в точках а, б, в, г, затем устанавливают гребенки (дет. 1 и 2) и прихватывают в точках д, е. В первую очередь приваривают уплотнительные гребенки в последовательности и направлении, указанных на рис. 12.26 цифрами 1, 2, 3, 4 и стрелками. После приварки уплотнительных гребенок к трубам производят сварку незаваренной части периферийных швов по плавникам между уплотнительными гребенками, затем производят приварку накладок (детали 3 и 4). Направление и последовательность приварки накладок показаны на рис. 12.26 цифрами 5, 6, 7, 8 и стрелками. Последним накладывается угловой шов 9, соединяющий гребенки между собой.

12.6. ПРИВАРКА К БАРАБАНАМ И КОЛЛЕКТОРАМ ШТУЦЕРОВ И ДРУГИХ ДЕТАЛЕЙ

Приварка штуцеров или труб поверхностей нагрева к коллекторам или барабанам котлов без последующей термической обработки угло-

вых сварных соединений может быть выполнена при соблюдении следующих условий:

коллектор (барабан) и привариваемые штуцера (трубы) изготовлены из углеродистой (10, 20, 15К, 20К, 22К) или кремнемарганцовистой (15ГС, 16ГС, 16ГТ) стали, при этом толщина стенки коллектора

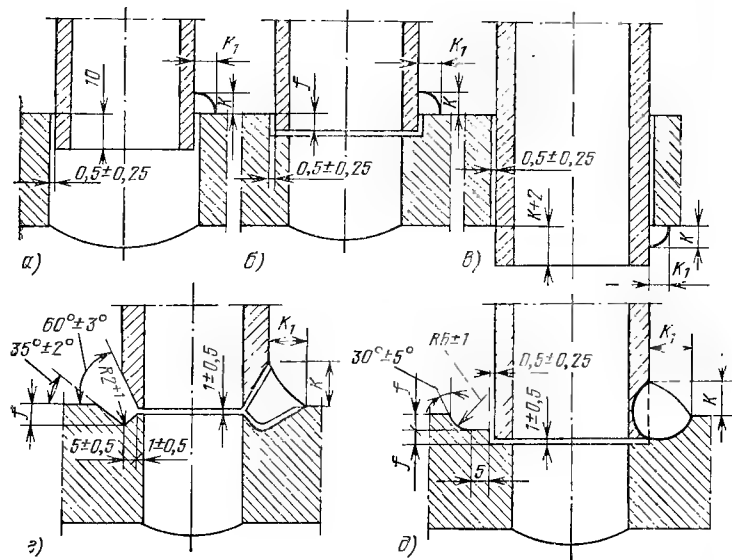


Рис. 12.27. Конструкции сварных соединений труб с коллекторами и барабанами.

а, б, г, д — приварка труб снаружи коллектора (барабана); в — приварка труб изнутри барабана.

(барабана) из кремнемарганцовистой стали не превышает 40 мм, а диаметр штуцеров (труб) — 108 мм;

коллектор и привариваемые штуцера (трубы) изготовлены из стали марки 12Х1МФ, штуцер имеет диаметр не более 50 мм, расстояние между осями привариваемых штуцеров — не менее 150 мм, твердость металла коллектора — не выше 195 НВ;

температура окружающего воздуха при приварке штуцеров (труб) к барабанам должна быть не ниже 0°С, к коллекторам — в соответствии с требованиями, приведенными в табл. 12.11 (за толщину металла принимается толщина коллектора) и рекомендациями в § 12.10.

Приварка штуцеров (труб) (рис. 12.27) производится электродом не более 3 мм типа Э-50А (марок УОНИ-13/55, ЦУ-5, ТМУ-21, ТМУ-21У) для деталей из углеродистой и кремнемарганцовистой стали и типа Э-09Х1М (марок ТМЛ-1, ТМЛ-1У) — для деталей из стали 12Х1МФ.

Приварка штуцеров (труб) к коллекторам (барабанам) из кремнемарганцовистой стали должна производиться с подогревом места

приварки до 100—150°С, из стали 12Х1МФ — до 250—300°С многослойным швом с числом валиков в шве не менее трех для углеродистых и кремнемарганцовистых сталей и не менее 6—7 — для хромо-

Таблица 12.7. Размеры швов приварки плоских фланцев к трубам

Паружный диаметр и толщина стенки трубы $D_H \times S$, мм	Зазор между трубой и фланцем a , мм, не более	Глубина фаски на фланце $c \pm 1$, мм	Размеры катетов шва, мм	
			K	K_1
32×2	0,5	3	3+ ²	6+ ³
89×3,5	1,0	4	4+ ²	9+ ³
108×4		4	4+ ²	9+ ³
159×4,5		4	4+ ²	9+ ³
219×6	1,5	6	6+ ³	13+ ⁵
325×8		8	8+ ³	16+ ⁵
426×9		9	9+ ³	18+ ⁵
530×8		8	8+ ³	16+ ⁵
630×12		12	12+ ³	22+ ⁵
820×10		10	10+ ³	20+ ⁵
1220×14		14	14+ ⁵	26+ ⁵

молибденованадиевых. При приварке штуцеров (труб) из стали 12Х1МФ обеспечивается плавный переход от шва к штуцеру, при этом катет шва на коллекторе не должен превышать 14 мм, а на штуцере — в пределах 17—22 мм.

При длине барабана или коллектора свыше 4 м во избежание прогиба во время сварки необходимо установить временные опоры с расстоянием между опорами не более 2,5 м. Во избежание деформации барабана или коллектора и для уменьшения внутренних напряжений в них сварку следует чередовать по рядам, а в каждом ряду вести ее не менее чем через два-три штуцера.

Приварка к трубам из углеродистых и низколегированных сталей упоров, накладок, подвесок и других деталей креплений из таких же сталей производится сплошным угловым швом электродами диаметром не более 3 мм той же марки, что и электроды для сварки данных трубопроводов.

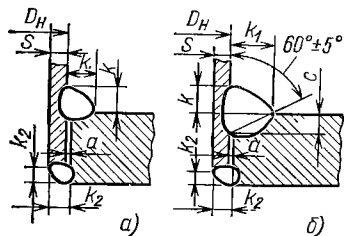


Рис. 12.28. Приварка плоских фланцев к трубе.
а — при $p_y < 16 \text{ кгс/см}^2$; б — при $p_y \leq 25 \text{ кгс/см}^2$.

ЦЛ-39) — с предварительным подогревом до температуры 200—250°С. Штуцера и бобышки из углеродистой стали и из сталей 15ГС, 16ГС привариваются электродами УОНИ-13/55 диаметром не более 3 мм без предварительного подогрева. Бобышки и штуцера из низколегированных сталей с толщиной стенки более 10 мм привариваются теми же электродами с обеспечением режима предварительного подогрева, которые предусмотрены при сварке стыков из данных труб.

Арматура (вентили, задвижки), фланцы, донышки, заглушки и другие фасонные детали, присоединяемые к трубам стыковым сварным соединением, привариваются с соблюдением тех же режимов и технологий сварки, что и стыки трубопровода соответствующих диаметров и марки стали.

Размеры угловых швов приварки плоских фланцев к трубам должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 12.7 и на рис. 12.28. Внутренний шов, являющийся лишь уплотняющим, должен иметь катет K_2 , равный толщине стенки трубы, но не более 7 мм независимо от диаметра трубы.

Приварка креплений из высоколегированных сталей к трубам пароперегревателей и другим элементам котла, находящимся в зонах высоких температур, а также приварка к паропроводам реперов для замера ползучести выполняются аустенитными электродами диаметром не более 3 мм на режимах, обеспечивающих минимальный разогрев металла.

При приварке бобышек и штуцеров к трубопроводу диаметром менее 219 мм предварительный подогрев производится по всему периметру трубы, при диаметре трубопровода 219 мм и более — только в месте приварки деталей.

12.7. ОСОБЕННОСТИ СВАРКИ ТРУБ ИЗ АУСТЕНИТНЫХ И РАЗНОРОДНЫХ СТАЛЕЙ

Сварка труб из аустенитных сталей производится на постоянном токе обратной полярности при следующем значении тока: для электродов диаметром 2 мм — 40—55 А, 2,5 мм 60—75 А, 3 мм 70—90 А, 4 мм 120—140 А.

Сварка ведется на возможно короткой дуге с минимальным тепловложением, не допускается перегрев стыка (металл трубы около шва не должен нагреваться выше 100°С). Зажигание дуги производится на металле шва на расстоянии 10—15 мм от кратера. Перед гашением дуги сварщик должен заполнить кратер путем нескольких частых коротких замыканий электрода и вывести место обрыва дуги на шов. Сварные швы выполняются узкими валиками без значительных поперечных колебаний электрода и должны иметь следующие размеры, мм:

Диаметр электрода	Высота валика	Ширина валика
2,5	2,5—4	5—9
3	3—5	6—11
4	4—6	8—15

Корневой слой должен иметь высоту 3—3,5 мм и плавные переходы к поверхности и кромкам труб. Перед наложением каждого валика поверхность наплавленного металла очищается от брызг, а дефекты (наплывы, неровности, места скопления пор и трещины) выбираются до чистого металла и места вырубki завариваются.

При выборе конструкции сварного соединения из разнородных сталей предпочтение следует отдавать той конструкции, которая применяется для более легированной из соединяемых сталей. Если стык сваривается на остающемся подкладном кольце, то последнее изготовляется, как правило, из стали того же структурного класса, к которому принадлежит металл корня шва. При сварке между собой перлитных сталей разного легирования или перлитной стали с мартенситно-ферритной желательнее использовать присадочный материал, обеспечивающий получение перлитного шва, близкого по составу и свойствам к менее легированной из свариваемых сталей.

Сварку перлитных сталей с аустенитными следует выполнять аустенитным присадочным материалом.

При сварке труб (или трубы с литьем) из сталей перлитного класса разного легирования температура предварительного подогрева выбирается по более легированной детали в соответствии с табл. 12.5. Если только одна из свариваемых деталей требует подогрева, то вторую деталь можно не подогревать.

Разнородные сварные соединения труб с толщиной стенки 10 мм и более, предназначенные для работы при температуре выше 400°С и представляющие собой соединения перлитной трубы с мартенситно-ферритной, свариваются с предварительной (перед сборкой) облицовкой кромок трубы из мартенситно-ферритной стали.

Для облицовки применяются электроды диаметром 3 мм типа Э-10Х3М1БФ или Э-10Х1М1НФБ. Облицовка выполняется в три слоя (общая толщина облицовочного слоя 9—10 мм) с подогревом кромок до 300—350°С. После облицовки производится выскокий отпуск конца

трубы (720—750°С, выдержка 3 ч) и обработка кромки с помощью резца или абразивного круга. Сварка стыка выполняется теми электродами и по той технологии, которые применяются при сварке труб из стали перлитного класса.

Присадочный материал для сварки стыков труб из разнородных сталей должен выбираться в соответствии с табл. 12.8.

12.8. ГАЗОВАЯ (АЦЕТИЛЕНО-КИСЛОРОДНАЯ) СВАРКА ТРУБ

Газовая сварка при монтаже ТЭС может применяться для труб диаметром до 57 мм с толщиной стенки до 7 мм и в отдельных случаях для трубопроводов, на которые не распространяются Правила

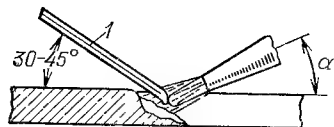


Рис. 12.29. Угол α наклона горелки в зависимости от толщины свариваемого металла.

Госгортехнадзора СССР — для труб диаметром до 150 мм. При монтаже АЭС газовая сварка для изделий, на которые распространяются Основные положения по сварке ОП 1513-72, не может применяться.

Подготовка кромок труб под газовую сварку для вертикальных и горизонтальных стыков должна выполняться в соответствии с табл. 12.2.

Подогнанные стыки труб прихватываются в одной-двух точках, расположенных на равном расстоянии одна от другой по окружности. Длина прихватки 8—12 мм, высота $\frac{2}{3}$ толщины стенки трубы. Для прихватки используются та же присадочная проволока и тот же наконечник горелки, которые применяются для сварки данного стыка. Прихватки в дальнейшем полностью перекрываются основным швом. К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к основным сварным швам. При обнаружении трещин в прихватках последние должны быть полностью удалены.

В качестве присадки при газовой сварке применяется сварочная проволока диаметром 2—3 мм. Марка проволоки подбирается по марке свариваемой стали в соответствии с табл. 9.1 книги 1 Справочника.

При толщине металла от 1 до 7 мм угол наклона горелки α должен составлять 20—40° (рис. 12.29).

Трубы с толщиной стенки менее 3 мм свариваются горелкой с наконечником № 1, трубы с толщиной стенки 3—4,5 мм — с наконечником № 2, а с толщиной стенки 4,5—5 мм — с наконечником № 3 или № 4.

Сварка стыков труб при толщине стенки до 4 мм производится в один слой (не считая пролудки), при большей толщине — в два слоя. Второй слой следует накладывать лишь при окончании сварки корневого слоя по всему периметру стыка. Перед сваркой и прихваткой стык прогревают сварочной горелкой для выравнивания температуры металла. Подогрев производится и после вынужденных перерывов в сварке.

При сварке первого слоя особое внимание уделяют проплавлению прихваток. Стыки труб поверхностей нагрева в установленных

Таблица 12.8. Выбор присадочного материала для сварки стыков труб из разнородных сталей

Марка стали свариваемых труб	Марка присадочного материала	
	Электроды для ручной электродуговой сварки	Проволока для аргонодуговой сварки
СтЗ, СтЗГ, Ст4, 10, 15, 20 с 15ГС, 16ГС, 17ГС, 10Г2С1, 09Г2С, 14ХГС, 16ГН, 15Г2С	УОНИ-13/45, УОНИ-13/55, ЦУ-5, ТМУ-21	Св-08Г2С, (Св-08ГА), (Св-08ГС)
10, 15, 20, 15ГС, 16ГС с 12МХ, 15ХМ, 12Х2М1, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф (и литые аналогичного состава)	УОНИ-13/55, ЦУ-5, ТМУ-21	Св-08Г2С, (Св-08ГА), (Св-08ГС)
12МХ, 15ХМ, 12Х2М1 с 12Х1МФ, 15Х1М1Ф (и литые аналогичного состава)	ТМЛ-1, (ЦЛ-39), (ТМЛ-3), (ЦЛ-20)	Св-08ХМ, Св-08МХ, Св-08ХГСМА, (Св-08ХМФА), (Св-08ХГСМФА)
12Х1МФ с 12Х2МФСР	ТМЛ-1, ЦЛ-39, ТМЛ-3, ЦЛ-20	Св-08ХМ, Св-08ГСМА, Св-08ХМФА, Св-08ХГСМФА
12Х1МФ с 12Х1В2МФ	ЗиО-8	Св-07Х25Н13
12Х1МФ, 12Х2МФСР с 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т	ЗиО-8, ОЗЛ-6, ЭА-395/9, ЦЛ-25 и другие типов Э-10Х25Н13Г2 и Э-11Х15Н25М6АГ2	Св-07Х25Н13, Св-10Х16Н25АМ6
12Х1В2МФ с 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т	ЗиО-8, ЭА-400/10У и другие типов Э-10Х25Н13Г2 и Э-07Х19Н11М3Г2Ф	Св-07Х25Н13, Св-04Х19Н11М3, Св-04Х19Н9

Примечание. Марки электродов и проволоки, указанные в скобках, следует применять при отсутствии основных марок, обеспечивающих более высокое качество сварного соединения.

блоках сваривают одновременно два сварщика по схеме, приведенной на рис. 12.23. Сварку труб следует выполнять нормальным (восстановительным) пламенем при соотношении между кислородом и ацетиленом в газовой смеси в пределах 1—1,2.

При сварке стыков труб из легированных сталей необходимо внимательно следить за составом пламени и не допускать избытка ацетилена. При сварке труб из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых марок стали для уменьшения выгорания легирующих элементов необходимо поддерживать сварочную ванну в более густом состоянии, чтобы пребывание присадочного материала в жидком состоянии было минимальным.

12.9. РУЧНАЯ АРГОДУГОВАЯ СВАРКА ТРУБ

Ручная аргодуговая сварка вольфрамовым электродом применяется для стыков труб поверхностей нагрева котлов и труб других узлов оборудования тепловых и атомных электростанций из сталей перлитного, аустенитного и мартенситно-ферритного классов.

Для стыков труб с толщиной стенки более 10 мм, свариваемых без подкладных колец, аргодуговым способом выполняется обычно только корневой слой шва, остальная часть разделки заполняется ручной электродуговой или механизированной сваркой.

Сварку стыков труб из аустенитной стали, собранных без подкладных колец, производят с поддувом аргона внутрь трубы; поддув производится при выполнении первых двух слоев шва.

Ручная аргодуговая сварка стыков труб диаметром менее 100 мм при толщине стенки труб до 10 мм применяется в следующих вариантах:

сварной шов выполняется комбинированным методом, при котором корневой слой сваривается ручной аргодуговой сваркой, последующие слои — ручной электродуговой сваркой толстообмазными электродами;

сварной шов полностью выполняется ручной аргодуговой сваркой неплавящимся электродом.

Для стыков труб с толщиной стенки 4 мм и более предпочтение следует отдавать комбинированному методу.

Ручная аргодуговая сварка неплавящимся электродом выполняется с использованием источника постоянного тока с падающей вольт-амперной характеристикой, позволяющего получить минимальный сварочный ток 70—80 А, и балластного реостата РБ-200 или РБ-300. Сварка ведется на прямой полярности.

Прихватка собранных стыков труб малых диаметров (до 100 мм) производится в одном или двух местах ручной аргодуговой сваркой с применением присадочной проволоки диаметром 1,6—2 мм той же марки, какая будет применяться для сварки данного стыка. Длина прихваток 10—20 мм, высота 2—3 мм. Прихватки на вертикальных стыках располагаются на вертикальных участках, на горизонтальных стыках — в любом месте.

Сварка производится сразу после прихватки. В тех случаях, когда стык закрепляется одной прихваткой, необходимо сразу после наложения прихватки заварить корневой слой по всему периметру, начиная сварку со стороны, противоположной прихватке.

Сварку следует выполнять присадочной проволокой диаметром 1,6—2 мм, марка которой выбирается по марке свариваемой стали,

при токе 70—100 А. Прихваточные швы при наложении первого корневого слоя должны быть переплавлены.

В труднодоступных местах корневой слой труб допускается выполнять без присадочной проволоки при условии, если зазор и смещение кромок не превышают 0,5 мм, а притупление кромок —

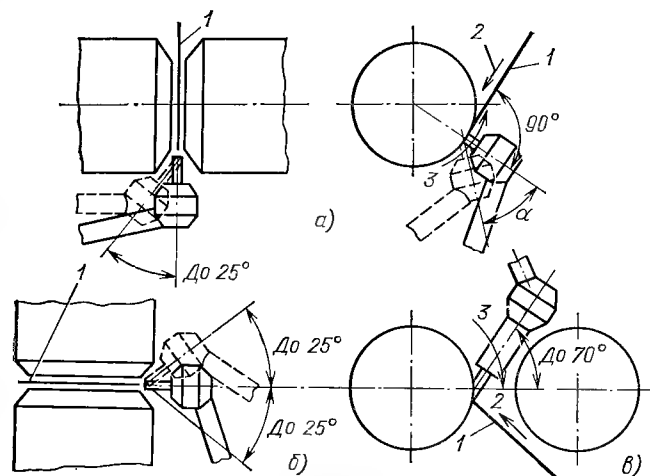


Рис. 12.30. Взаимное расположение горелки и присадочной проволоки при ручной аргодуговой сварке неповоротных стыков труб.

а — сварка в обычных условиях вертикального стыка; б — то же горизонтального стыка; в — сварка в стесненных условиях горизонтального стыка горелкой АГМ-2 с удлиненным накопчиком; 1 — присадочная проволока; 2 — направление подачи проволоки; 3 — направление сварки.

1 мм. Исключение составляют стыки труб из стали марок 10 и 20, которые всегда должны свариваться с применением присадки.

Зажигание и гашение дуги производится на кромке трубы или на наложенном шве на расстоянии 20—25 мм от конца шва. В случае отсутствия системы дистанционного управления сварочным преобразователем заделка кратера производится вводом в кратер капли присадки с одновременным плавным ускорением поступательного движения горелки до естественного обрыва дуги. Подача аргона прекращается спустя 5—8 с после обрыва дуги, и в течение этого времени подают струю аргона на кратер для защиты металла от воздуха.

Высота слоя (валика), выполненного ручной аргодуговой сваркой, должна быть 2—2,5 мм. Примерное расположение слоев и валиков по сечению шва показано в табл. 12.9.

Взаимное расположение горелки и проволоки при сварке вертикального и горизонтального стыков труб показано на рис. 12.30.

Для ручной сварки в среде аргона толстостенных трубопроводов (с толщиной стенки более 10 мм) следует применять горелку, обеспечивающую надежную защиту при сварке в глубокую разделку.

Таблица 12.9. Примерное расположение слоев и валиков по сечению шва в стыках, выполненных комбинированным методом сварки и ручной аргонодуговой сваркой

Толщина стенки трубы, мм	Вертикальный стык		Горизонтальный стык	
	Комбинированный метод сварки	Ручная аргонодуговая сварка всего сечения	Комбинированный метод сварки	Ручная аргонодуговая сварка всего сечения
До 4*				
4—7				
7—10				

* В стыках труб с толщиной стенки до 2 мм все сечение следует сваривать ручной аргонодуговой сваркой в один слой.

Прихватка стыков толстостенных трубопроводов из стали перлитного класса независимо от марки стали свариваемых труб должна производиться с применением присадочной проволоки марки Св-08Г2С или Св-08ГС диаметром 1,6—2 мм при силе тока 90—100 А.

Наложение прихваток и корневого слоя на стыках толстостенных труб из сталей 20, 15ГС и 12Х1МФ производится без подогрева стыка. Стыки труб из сталей 15Х1М1Ф, а также стыки литых деталей из сталей 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ с трубами из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф перед наложением прихваток по всему периметру подогревают до температуры 250—300° С.

Сварка корневого слоя производится после прихватки и является непосредственным продолжением процесса прихватки и осуществляется следующим образом. Наложение корневого слоя производится в приспособлении с применением присадочной проволоки диаметром 1,6—2 мм марки Св-08ГС независимо от марки стали свариваемых труб. После заварки не менее $\frac{2}{3}$ периметра шва приспособление может быть снято со стыка.

Сварку корневого слоя шва следует вести на возможно короткой дуге при токе 110—130 А (при диаметре вольфрамового электрода 2,5—3 мм).

Корневой слой, выполненный ручной аргонодуговой сваркой на стыке труб с толщиной стенки более 10 мм, должен иметь высоту (толщину) не менее 3 мм и плавные переходы к поверхности и кромкам труб.

Приварка ручной аргонодуговой сваркой (вместо ручной электродуговой) подкладного кольца к одной из стыкуемых труб позволяет повысить качество корня шва, исключить операцию очистки шлака и в отдельных случаях избавиться от предварительного подогрева конца трубы и кольца. Кольцо плотно, но без натяга устанавливается в трубу; допускается зазор между кольцом и внутренней поверхностью трубы не более 1 мм.

Установленное кольцо прихватывают снаружи угловым швом длиной 15—20 мм, катетом 2,5—3 мм; число прихваток, равномерно расположенных по периметру, для труб диаметром до 200 мм — две, для труб большого диаметра — три-четыре.

Прихватку и приварку кольца к трубе независимо от марки стали трубы и кольца производят с применением присадочной проволоки марки Св-08Г2С диаметром 1,6—2 мм. Приварка выполняется односторонним угловым швом катетом 3—4 мм без предварительного подогрева, за исключением приварки кольца к трубам из стали 15Х1М1Ф, когда конец трубы должен быть подогрет до 250—300° С.

После приварки подкладного кольца производят внешний осмотр шва для выявления наружных дефектов и установления его размеров и формы.

12.10. СВАРКА ТРУБ В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

Сварку и прихватку стыков труб котлов и трубопроводов при температуре окружающего воздуха ниже 0° С следует производить с соблюдением требований, приведенных в табл. 12.10.

Сварочные работы при температуре наружного воздуха ниже предусмотренной в табл. 12.10, а на трубах котлов и трубопроводах ТЭС из низколегированных теплоустойчивых сталей (12Х1МФ, 15Х1М1Ф) и из мартенситно-ферритной стали 1Х11В2МФ при температуре наружного воздуха ниже 0° С разрешается производить только в отопли-

ваемом помещении или в специальных кабинах, в которых температура воздуха в районе свариваемого стыка поддерживается выше 0° С.

Необходимость подогрева стыка при выполнении сварочных работ в зимних условиях определяется по табл. 12.5, но температура подогрева должна быть на 50° С выше, чем указано в этой таблице.

Таблица 12.10. Требования к сварке стыков труб котлов и трубопроводов ТЭС в зимних условиях

Марка стали	Толщина свариваемых элементов, мм	Минимальная температура окружающего воздуха, при которой разрешается сварка, °С
Углеродистая марок Ст2, Ст3, 10, 15, 20	Любая	—20
15Л, 20Л 25Л углеродистая, содержащая углерода >0,24%	Любая	—10
15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С,	≤ 10	—20
10Г2С1, 09Г2С, 14ХГС, 16ГН, 15Г2С	> 10	—10
17Г2СФ	≤ 15	—20
	> 15	—10
Аустенитная	Любая	—20

Сварку и прихватку трубопроводов и конструкций атомных электростанций, подводственных Госгортехнадзору СССР, допускается производить при температуре окружающего воздуха не ниже —15° С.

Место сварки должно быть тщательно защищено от ветра, сквозняков и атмосферных осадков.

После окончания сварки (если стык не подвергается термообработке после сварки) стыка труб из низколегированных перлитных и из мартенситно-ферритных сталей, а также из углеродистой стали с содержанием углерода 0,28% и более должно быть обеспечено медленное охлаждение стыка путем обкладки его теплоизоляционным материалом или другим способом.

Сварку и монтаж трубопроводов, изготовленных из кипящих и полупспокойных сталей, можно выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже —20° С.

12.11. МЕХАНИЗИРОВАННАЯ СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ

Автоматическая аргонодуговая сварка нашла наибольшее распространение среди процессов механизированной сварки для соединения неповоротных стыков трубопроводов. Сварка применяется для выполнения соединений первых контуров АЭС, наиболее ответственных и труднодоступных соединений стыков труб на АЭС, для сварки труб поверхностей нагрева и трубопроводов высокого давления на ТЭС. Наиболее применение находят:

- автоматическая сварка стыков трубопроводов диаметром 14—57 мм с толщиной стенки 2—4 мм по методу автоопрессовки;
- автоматическая сварка стыков трубопроводов диаметром 57—56 мм с присадочной проволокой и поперечными колебаниями электрода.

Свариваются автоматами стыки труб из перлитных, ферритно-мартенситных и аустенитных коррозионно-стойких сталей.

Автоматическая сварка стыков трубопроводов по методу автоопрессовки выполняется автоматами типов ОДА, ГНСА, ГНС и др. Форма подготовки кромок стыка под сварку представлена на рис. 12.31. Сварка стыков труб производится без при-

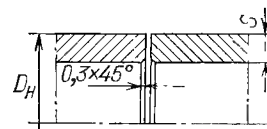


Рис. 12.31. Подготовка кромок стыка под сварку по методу автоопрессовки.

сачочной проволоки. Усиление шва после выполнения основного слоя (корневого шва) с полным проплавлением достигают за счет многократного прогрева стыка дугой меньшей мощности, т. е. после выполнения от 3 до 8 дополнительных проходов — «опрессовки стыка». Усиление шва получается при этом за счет местной деформации участков металла, нагретых до температур пластического и упругопластического состояния и без приложения внешних сжимающих усилий.

К сборке стыков труб под сварку автоопрессовкой предъявляются следующие требования:

- зазор не должен превышать 0,3 мм в нижнем положении и 0,5 мм в остальных пространственных положениях;
- допустимое смещение кромок труб, а также разностенность труб не должны превышать 0,5 мм.

Сборку наиболее ответственных сварных соединений, к которым предъявляются повышенные требования по формированию обратной стороны шва, выполняют с минимальными значениями допусков по зазору и смещению кромок. При большой разностенности стыкуемых труб производят расточку их по внутреннему диаметру, калибровку или раздачу.

Сборку стыков труб под сварку производят в центраторах либо на прихватках. Сборка на прихватках производится в центраторе, который снимается с трубы после выполнения прихваток. Центраторы позволяют осуществлять не только центровку, но и стяжку труб (выборку зазора).

Прихватки выполняют ручной аргонодуговой сваркой без присадочного материала с проплавлением стенки трубы на величину $\frac{2}{3}$ S. Количество прихваток 2—3 шт., их следует равномерно располагать по периметру стыка, длина каждой прихватки 5—15 мм.

При сварке основного слоя (корня шва) решается задача получения стабильного провара по всему периметру стыка с качественным формированием шва как с внутренней, так и наружной стороны. Для получения хорошего формирования шва после «опрессовки» необходимо, чтобы ослабление шва после сварки основного слоя с наружной стороны (вогнутый мениск) не превышало 0,5 мм. Это достигается за счет сварки основного слоя с программированием режима по скорости или по току, а также применения импульсно-шаговой сварки. Несколько режсварку основного слоя производят по методу последовательного проплавления.

Сварку стыков труб из сталей перлитного класса (стали 20 и 12Х1МФ) выполняют в двухгазовой защитной среде, при которой за-

щитные газы аргон и углекислый газ подаются по двум отдельным концентрично расположенным кольцевым соплам. По внутреннему соплу ($\varnothing 5-7$ мм) подается аргон, который служит для защиты вольфрамового неплавящегося электрода, а по наружному ($\varnothing 12-16$ мм) — углекислый газ, который служит для защиты расплавленного металла сварочной ванны и участков шва, нагретых до высоких температур (табл. 12.11).

Сварку стыков труб из аустенитной коррозионно-стойкой стали марки 08X18H10T производят в среде аргона. Для защиты внутренней стороны шва от окисления сварку и прихватку производят с поддувом аргона во внутреннюю полость трубы (табл. 12.12).

Длина дуги при сварке корня шва составляет 0,8—1,2 мм. Начинают сварку корневого шва в положении «4 ч» и выполняют в направлении хода часовой стрелки.

Опрессовочные проходы выполняют с промежуточным охлаждением стыка до температуры ниже 100°C после каждых двух — четырех непрерывных проходов. Длина дуги при опрессовке 2,5—3 мм. Для получения удовлетворительного формирования шва дуга при опрессовке стыка должна смещаться поперек стыка после каждого второго прохода на 1—2 мм от центра шва поочередно в ту и другую сторону.

Опресовку стыка производят постоянной дугой без программирования режима сварки.

Автоматическая сварка стыков трубопроводов с присадочной проволокой выполняется автоматами типов ТАМ, ГНС, АСНК, СА-120М, АСТТ-3М, АТ-159-ИИМ, АСТМ-6 и др.

Подготовка кромок труб под сварку и требования к сборке приведены в табл. 12.13. Сварка стыков трубопроводов диаметром до 159 мм с толщиной стенки 5—10 мм выполняется с поперечными колебаниями электрода при подаче присадочной проволоки в направлении навстречу движению электрода. Сварку стыков трубопроводов диаметром от 159 мм и выше с толщиной стенки 12—65 мм производят с поперечными синхронными колебаниями электрода и присадочной проволоки при подаче последней как в направлении навстречу движению электрода, так и в направлении, совпадающем с движением электрода (в кристаллизующую часть сварочной ванны).

Сборку стыков труб под сварку производят на прихватках, выполняемых ручной аргонодуговой сваркой без присадочной проволоки с проплавлением притупления разделки кромок на величину $\frac{2}{3}S$ и более (вплоть до полного проплавления). Прихватку стыков из стали марки 20 во избежание разрыва прихваток производят с присадочной проволокой диаметром 1,6—2,0 мм марки Св-08ГС или Св-08Г2С, а стыков труб из стали 08X18H12T — с проволокой марки Св-04X19H1МЗ. В случае сборки стыка с расплавляемой вставкой прихватки выполняют без присадочной проволоки. Прихватки, каждая длиной 20—30 мм, в количестве 3—5 шт. располагают равномерно по периметру свариваемого стыка.

Прихватку и сварку корневых швов труб из аустенитных и ферритно-мартенситных сталей производят с поддувом аргона во внутреннюю полость труб. Для уменьшения расхода газа на поддув применяют инвентарные приспособления (заглушки), ограничивающие полость трубы, заполняемую газом (рис. 12.32). Заглушки устанавливают на расстоянии 50—150 мм от стыка. При поддуве газа для полноты удаления воздуха должна быть обеспечена 5-кратная смена газа во внутреннем пространстве, ограниченном заглушками. Поддув газа при сварке соединений из перлитных сталей не является обязательным,

Таблица 12.11. Режим автоматической сварки по методу автоопрессовки стыков труб поверхностей нагрева из стали марок 20 и 12Х1МФ

Размер свариваемых труб, мм	Наименование прохода	Число проходов, шт.	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Выдержка времени на прогрев трубы, с	Скорость сварки, об/с
28×3,5	Основной Опресовочный	1 5—6	120—125 75—85	9 11	7 —	45 21
32×4	Основной Опресовочный	1 6—8	130—135 90—98	9—10 12	9 —	43 20
38×4	Основной Опресовочный	1 6—8	140—145 90—98	9—10 12	9 —	47 25
42×4	Основной Опресовочный	1 6—8	145—150 90—98	9—10 12	9 —	46 26

Примечания: 1. Диаметр вольфрамового электрода 3 мм.
2. Расход газа в горелку: аргон 3—4 л/мин, углекислого газа 3—5 л/мин.
3. Вылет электрода из сопла горелки 3—5 мм.
4. В таблице для основных проходов указана начальная скорость сварки. Изменение скорости по программе устанавливается в монтажных условиях путем сварки пробных стыков.

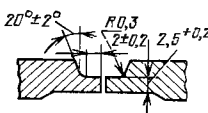
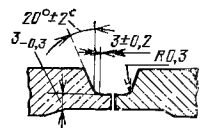
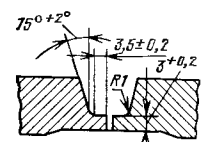
Таблица 12.12. Режимы автоматической сварки по методу автоопрессовки стыков труб из коррозионно-стойкой стали марки 08X18H10T

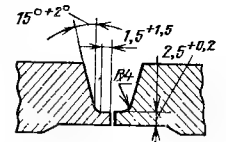
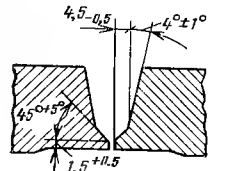
Типоразмер труб, мм	№ прохода	Способ сварки	Ток импульса, А	Ток паузы, А	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Время импульса, с	Время паузы, с	Скорость сварки, м/ч	Выдержка времени на прогрев, ч
14×2	1 2—6	ИД с ПР Опресовка	—	—	65—75 40—45	8—9 10—12	—	—	7,4—7,5 6,3	3 —
25×2	1 2—5	ИД с ПР Опресовка	—	—	70—75 40—45	9—10 10—12	—	—	7,5—7,8 18—20	3 —
28×2	1 2—5	ИД с ПР Опресовка	—	—	70—75 45—55	9—10 10—12	—	—	7,0—7,3 18—20	3 —
32×2,5	1 2—5	ИД с ПР Опресовка	—	—	80—85 70—75	9—10 10—12	—	—	8,5—8,7 20—22	4 —

Типоразмер труб, мм	№ прохода	Способ сварки	Ток импульсный, А	Ток паузы, А	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Время импульса, с	Время паузы, с	Скорость сварки, м/ч	Выдержка времени на прогрев, ч
57×3,5	1	Шаговая импульсная	117—120	25—30	—	8—9	0,6	0,5	7,8—8,0	—
2—5	—	Опрессовка	—	—	75—80	9—11	—	—	10,5—11	—
57×3,5	1	НД	—	—	100—105	8—10	—	—	7—7,5	6
2—5	—	Опрессовка	—	—	75—80	9—11	—	—	10,5—11	—

Примечание. НД — сварка непрерывной дугой, НД с ПР — то же с программированием режима по скорости. Расход газа в горелку 6—8 л/мин при сварке труб $\varnothing$ 14—32 мм и 8—10 л/мин при сварке труб $\varnothing$ 57 мм.

Таблица 12.13. Требования к подготовке кромок и сборке стыков трубопроводов, сваряемых автоматической аргонодуговой сваркой с присадочной проволокой

Тип соединения	Толщина стенки трубопровода, мм	Марка стали	Зазор в соединении a , мм	Смещение кромок b , мм
	4—4,5	08X18H10T	0—0,3	0—0,5
	4—20	08X18H10T	0—0,3	0—0,5
	22—34	08X18H10T 0X18H12T	0—0,5	0—0,7

Тип соединения	Толщина стенки трубопровода, мм	Марка стали	Зазор в соединении a , мм	Смещение кромок b , мм
	6—25	20, 15ГС	0—0,5	0—0,7
	32—70	22К, 20, 10ГН2МФА, 12Х1МФ, 15ГС (16ГС), 15Х1М1Ф, 1Х11В2МФ	0—0,5	0—0,5

однако при выполнении сварочных работ в зимнее время на открытых площадках он необходим для предотвращения пористости в корневых швах.

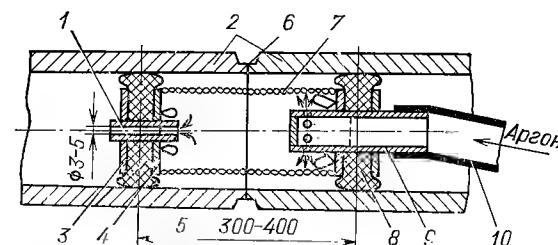


Рис. 12.32. Приспособление для заполнения аргоном внутренней полости трубы.

1 — трубка для отвода смеси газов; 2 — свариваемые трубы; 3 — опорный диск; 4 — прижимный диск; 5 — гайка-барашек; 6 — стык; 7 — тросик или цепь; 8 — эластичная резина; 9 — трубка для ввода аргона; 10 — шланг.

Подачу аргона внутрь трубы при сварке стыков труб из сталей марок ЭИ-756, 08X18H10T и 0X18H12T прекращают после выполнения двух-трех слоев шва.

Для улучшения формирования внутренней стороны шва поддув защитного газа в процессе сварки производят по программе (рис. 12.33).

При сварке горизонтальных стыков труб программирование поддува газа не требуется.

Сварку корневого слоя и последующих проходов при заполнении разделки кромок вертикальных стыков производят за полный оборот горелки вокруг трубы с началом сварки в положении «1 ч» при диа-

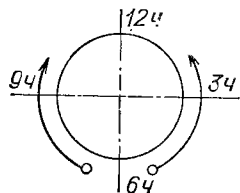


Рис. 12.33. Программирование расхода аргона в зависимости от пространственного положения сварочной ванны при сварке вертикального стыка труб.

Стрелками показано направление сварки.

метре труб до 159 мм и за два полуоборота на подъем более 159 мм. Начало сварки каждого слоя при этом располагают на участке «5—7 ч», а заканчивают процесс на участке «1—11 ч».

При многослойной сварке начало и окончание сварки каждого последующего прохода смещают относительно предыдущего на 10—20 мм. Сварка горизонтального стыка трубы производится за полный оборот горелки. При этом места начала и окончания сварки выбирают сварщиком на любом удобном для этого участке стыка.

Сварку корневых слоев из сталей марок 15ГС, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, ЭИ-756 и 08Х18Н10Т производят без присадочного материала. Сварку корневого слоя труб из сталей марки 20 и 0Х18Н12Т производят с присадочным материалом или с расплавляемой плоской или грибовидной проволоочной вставкой.

Автоматическую сварку корневых и основных слоев стыков трубопроводов из перлитных, ферритно-мартенситных и аустенитных коррозионно-стойких сталей производят без предварительного подогрева. При выполнении сварки в зимнее время кромок и прилегающие поверхности труб перед прихваткой и перед сваркой корневого слоя подогревают до температуры 50° на ширине 100—200 мм нейтральным газовым пламенем с целью предотвращения возникновения конденсата при сварке (отпотевание кромок и поверхностей).

Сварку корневого слоя выполняют непрерывной, импульсной или пульсирующей дугой. Длина дуги составляет при сварке корневого слоя без присадочной проволоки 1—1,5 мм, а при сварке с присадочной проволокой 1,5—2,0 мм.

Заполнение разделки кромок и наложение усиливающего валика шва производят с колебаниями электрода поперек разделки непрерывной или синхронизированной дугой. При сварке синхронизированной дугой в крайних точках амплитуды колебаний электрода автоматически увеличивают величину сварочного тока на 20—50 А для более качественного сплавления шва с кромками труб.

Качество получающегося шва при заполнении разделки зависит от режима сварки и в первую очередь от правильного выбора сварочного тока в зависимости от скорости сварки и подачи проволоки, частоты и амплитуды колебаний электрода. Влияет на качество формирования шва толщина наплавляемого за один проход слоя шва, ширина разделки кромок, направление сварки. Толщина наплавляемого слоя должна составлять 3—4 мм. Наилучшие результаты при сварке толстостенных трубопроводов достигаются при ширине разделки 8—10 мм.

Длина дуги при сварке с присадочной проволокой составляет 2,0—2,5 мм. Режимы сварки приведены в табл. 12.14 и 12.15.

Полуавтоматическая сварка плавящимся электродом в среде углекислого газа или в смеси аргона с углекислым газом (75% Ar+25% CO₂) применяется для неповоротных

Таблица 12.14. Режимы автоматической сварки неповоротных стыков трубопроводов с присадочной проволокой

Марка стали	Типоразмер трубы, мм	Номер слоя шва	Сварочный ток, А	Напряжение на дуге, В	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволоки, м/ч	Частота колебаний электрода, колеб/мин
08Х18Н10Т	57×3,5	1	100—105	8—10	7—7,5	—	—
		2	95—100	10—12	7—7,2	11—12	65—70
	76×4	1	105—110	8—9	8,3—8,5	—	—
		2	100—105	10—12	7—7,4	14—16	65—70
	108×6	1	110—120	9—11	10—12	—	—
		2—3	130—145	10—12	10—12	20—33	50—60
	159×10	1	165—170	10—11	8—8,9,2	—	—
		2—5	170—175	10—12	3,9—4,2	18—22	30—38

Примечания: 1. Расход газа в горелку: 8—10 л/мин при сварке труб $\varnothing$ 57—76 мм; 10—12 л/мин при сварке труб $\varnothing$ 103—159 мм.

2. Диаметр проволоки для труб $\varnothing$ 57—159 мм 1,2—1,6 мм.

и полуповоротных стыков трубопроводов из сталей марок ВСтЗсп5, 20 и 15ГС (17ГС). Сварка производится полуавтоматами А-1011 и А-929С, обеспечивающими возможность производства работ на двух режимах. Применение двух режимов, переключаемых кнопкой на держателе, позволяет упростить технику сварки, улучшить формирование шва и повысить качество сварных соединений.

Сварка производится проволокой марки Св-08Г2С диаметром 1,2 мм. Смесь газов (75% Ar+25% CO₂) получают, применяя смеситель типа УКП-1. При толщине стенок менее 32 мм сварка производится без предварительного и сопутствующего подогревов.

Сварку корневого шва полуавтоматами производят в случае сборки стыка на остающихся подкладных кольцах. При сборке стыка без подкладных колец корневой шов выполняют ручной аргонодуговой сваркой.

Сварку корневого шва полуавтоматами производят снизу вверх для вертикальных стыков и слева направо для горизонтальных стыков два сварщика. Сварка вертикального стыка ведется на двух режимах: на участке потолочного и вертикального положения используется малый режим, а в нижнем — большой. При сварке горизонтального стыка сварку ведут на малом режиме.

Заполнение разделки вертикальных стыков производят с поперечными колебаниями электрода на всю ширину разделки. Горизонтальные стыки труб заполняют отдельными валиками шириной 8—12 мм, которые выполняют обратным ступенчатым способом участками, равными 1/4 окружности стыка. Вертикальные стыки заполняют снизу вверх с

Таблица 12.15. Режимы автоматической сварки неповоротных стыков толстостенных трубопроводов

Марка стали	Размер трубы, мм	Номер слоя шва	Параметры режима сварки					Направление подачи проволоки
			Ток, А	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволоки, м/ч	Амплитуда колебаний, мм	Частота колебаний, колеб/мин	
20	273×32	1	140—170	2—2,1	13—15	2—4	30—35	Поддача проволоки вслед движению электрода (в кристаллизующуюся часть сварочной ванны)
		2	200—220	2,5—3,0	25—26	(4—5)	35—40	
		3—9	300—330	3,5—4	0—50	(В—6)	40—50	
		10	180—210	3,0—3,5	35—40	(В—2)	35—40	
	426×22	1	145—160	2—2,1	11—14	2—4	30—35	
		2	200—220	2,5—3,0	23—25	В—(4—5)	35—40	
		3—6	270—290	3,5—4	35—45	(В—6)	40—50	
		7	180—190	3,0—3,5	15—40	(В—2)	35—40	
	219×32	1	140—150	2—2,5	—	—	—	
		2	180—210	3—3,5	28—30	В—(4—5)	33—40	
		3—9	300—330	3,5—4	0—50	(В—6)	38—48	
		10	180—210	3,0—3,5	15—40	(В—2)	35—40	
273×36	1	140—160	2—2,5	—	—	—		
	2	180—210	3—3,5	28—30	В—(4—5)	35—40		
	3—10	300—330	3,5—4	45—60	(В—6)	40—50		
	11	180—210	3,0—3,5	15—40	(В—2)	35—40		
245×45	1	145—155	2—2,5	—	—	—		
	2	180—210	3—3,5	29—32	В—(4—5)	35—40		
	3—12	300—330	3,5—4	45—60	(В—6)	40—50		
	13	180—210	3,0—3,5	15—40	(В—2)	35—40		
08Х18Н10Т	325×14	1	100—105	4,5—4,7	—	—	—	
		2	110—115	2,5—2,7	20—23	2—2,5	20—22	
		3—5	140—152	2,5—2,7	30—33	2,5—3	30—35	
		6	110—110	2,5—2,7	33—35	6—7	20—25	
0Х18Н12Т	560×32	1	140—145	2,8—3,0	10—12	2—3	30—35	
		2	170—180	2,8—3,0	16—18	2—4	30—35	
		3—10	220—240	3,2—3,5	40—45	(В—6)	40—50	
		11	200	3,0—3,5	30—40	(В—2)	35—40	

Примечания: 1. Изменение скорости сварки, скорости подачи проволоки и частоты колебаний производится в процессе сварки потенциометрами, установленными на пульте управления.

2. Амплитуда колебания устанавливается перед началом сварки очередного слоя. Размер В в таблице означает ширину разделки в месте сварки.

3. Расход газа в горелку 12—16 л/мин.

4. Диаметр проволоки 1,6—2,0 мм. Сварка корневых слоев шва производится проволокой диаметром 1,2 мм.

использованием малого режима на потолочном участке и большого — на вертикальном и нижнем участках стыка. Горизонтальные стыки сваривают на малом режиме. Большой режим применяют для лучшего проплавления верхней кромки и в местах стыковки швов. Толщина слоя шва или валика составляет 6—7 мм (табл. 12.16).

Таблица 12.16. Режимы полуавтоматической сварки

Положение стыка	Большой режим		Малый режим	
	Ток, А	Напряжение на дуге, В	Ток, А	Напряжение на дуге, В
Вертикальный	140—160	20—22	110—130	19—20
Горизонтальный *	180—200	22—24	140—160	21—23

Сварку труб диаметром до 219 мм выполняет один сварщик, а более 219 мм — два сварщика.

Сварку стыков при отрицательных температурах производят с предварительным подогревом. Температура подогрева 100—150° С. При сварке стыков труб с толщиной стенки менее 36 мм термическая обработка после сварки не производится.

12.12. ИСПРАВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Исправлению путем местной подварки (без пересварки всего соединения) подлежат дефекты, если их размеры и количество превышают допустимые нормы (табл. 12.17).

В сварных соединениях трубопроводов и конструкций АЭС исправлению подлежат дефекты, которые являются недопустимыми согласно «Правилам контроля сварных соединений, и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций ПК 1514-72».

Вопрос об исправлении дефектов литья решается совместно представителем заказчика (дирекции ТЭС), монтажной (ремонтной) организации и завода — поставщика оборудования.

Стыки, в которых для исправления дефекта требуется произвести выборку размером более допустимой по табл. 12.17, а также стыки труб диаметром менее 100 мм при толщине стенки не более 10 мм из сталей 12Х1МФ, 1Х11В2МФ (ЭИ-756), 08Н18Н12Т поверхностей нагрева котлов, в которых после выборки дефектного участка толщина металла в месте выборки оказалась меньше расчетной толщины стенки трубы, удаляют полностью или вопрос об исправлении этих стыков решается комиссией из представителей заказчика (дирекции ТЭС) и монтажной (ремонтной) организации.

Если на место вырезанного стыка вваривается вставка (катушка), то ее длина должна быть не менее 100 мм для труб поверхностей нагрева котлов и трубопроводов с условным проходом менее 150 мм и не менее 200 мм для трубопроводов с условным проходом 150 мм и выше.

Вырезка дефектных стыков труб из сталей перлитного класса, которые нельзя исправить местной подваркой, производится газопламен-

Таблица 12.17. Допустимые размеры выборок при исправлении дефектных сварных соединений трубных систем котлов и трубопроводов ТЭС

Марка стали труб	Номинальная толщина трубы, мм	Максимально допустимые размеры выборки после удаления недопустимых дефектов		Термообработка после подварки выборки
		Глубина (% номинальной толщины стенки свариваемых труб или расчетной высоты сечения сварного шва)	Протяженность (% номинального диаметра сварного соединения трубы (патрубка)), не более	
ВСт2сп, ВСт2пс, ВСт2кп, ВСт3сп, ВСт3пс, ВСт3кп, ВСт4сп, 10, 15, 20, 15Л, 20Л	Не более 36	Не более 25 26—50 Более 50	Независимо 50 25	Не требуется
	Свыше 36	Не более 25 26—50 51—75	Независимо 50 25	Не требуется
		Свыше 75	20	Требуется
10Г2С1, 14ХГС, 16ГН, 14ГН, 09Г2С(М), 15Г2С, 25Л, 20ГСЛ	Не более 25	Не более 25 26—50 51—75 Свыше 75	Независимо 50 25 20	Не требуется
15ГС, 16ГС, 17ГС	Не более 30	Не более 25 26—50 51—75	Независимо 50 25	Не требуется
		Свыше 75	20	Требуется при глубине подварки более 22 мм
	Свыше 30	Не более 25 26—50 51—75 Свыше 75	Независимо 50 25 20	
12МХ, 15ХМ, 12Х2М1, 20ХМЛ	Не более 10	Не более 25 26—50 51—75 Свыше 75	Независимо 35 20 15	Не требуется

Продолжение табл. 12.17

Марка стали труб	Номинальная толщина трубы, мм	Максимально допустимые размеры выборки после удаления недопустимых дефектов		Термообработка после подварки выборки
		Глубина (% номинальной толщины стенки свариваемых труб или расчетной высоты сечения сварного шва)	Протяженность (% номинального диаметра сварного соединения трубы (патрубка)), не более	
12МХ, 15ХМ, 12Х2МЛ, 20ХМЛ	Свыше 10	Не более 15 16—30 31—50 Свыше 50	Независимо 35 20 15	Требуется при глубине подварки более 10 мм
12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ	Свыше 6	Не более 15 16—30 31—50	Независимо 25 15	Требуется при глубине подварки более 8 мм (см. примеч. 4)

Примечания: 1. Для сварных соединений сталей различных марок или с различной толщиной стенки допускаемые размеры выборок должны соответствовать установленным для более легированной стали и для большей толщины стенки.

2. Нормы по максимальной протяженности установлены для единичных выборок. При необходимости выполнения в одном сварном соединении нескольких выборок их суммарная протяженность может превышать установленную для единичной выборки не более чем в 1,5 раза (при тех же нормах по глубине).

3. Максимальную протяженность выборки следует измерять со стороны ее раскрытия.

4. Вопрос о необходимости заварки после выборки дефектного участка сварного соединения хромомолибденованадиевой стали при глубине выборки менее 8 мм, а также термообработки стыка после подварки такой выборки должен решаться в каждом конкретном случае совместно представителями заказчика (дирекции ТЭС) и монтажной (ремонтной) организации.

ной резкой с последующей механической обработкой кромок. Стыки труб из сталей аустенитного и мартенситно-ферритного класса вырезаются механическим способом или плазменной, электродуговой, газоплюсовой или воздушно-дуговой резкой с последующей механической обработкой кромок. Исправление дефектов путем местной подварки производится с обязательным предварительным удалением дефектного металла. Выборка дефектного металла на стыках труб из сталей мартенситно-ферритного класса производится только механическим путем. Перед выборкой металла газопламенным способом стык труб из

низколегированных сталей подогревают по всему периметру до 250—350° С.

Место выборки протравливают соответствующим реактивом (для стыков труб из перлитных и мартенситно-ферритных сталей — раствором азотной кислоты, для стыков труб из аустенитных сталей — реактивом Марбли) для обнаружения оставшихся дефектов. Если исправлению подвергается стык с трещиной, то концы трещины должны быть точно определены и засверлены сверлом диаметром 2—3 мм.

Подварку выборки и наплавку с целью исправления дефектов сварного шва следует стремиться выполнять тем же способом сварки и тем же присадочным материалом, которые применялись при сварке данного стыка.

Подварка стыков труб из низколегированных хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей выполняется электродами типа Э-09Х1М с фтористо-кальциевым покрытием независимо от размеров труб и марки электродов, применявшихся для сварки этих стыков. Перед подваркой или наплавкой стык независимо от толщины стенки трубы и марки стали подогревается по всему периметру до температуры, которая применяется для предварительного подогрева при сварке стыков из стали этой марки.

Исправленные стыки следует подвергать 100%-ному внешнему осмотру, ультразвуковому контролю или просвечиванию.

Раздел тринадцатый

ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА СТЫКОВ ТРУБ

13.1. ВИДЫ ТЕРМООБРАБОТКИ И СПОСОБЫ НАГРЕВА

Термическая обработка как технологическая операция состоит из трех этапов: нагрева до требуемой температуры, выдержки при этой температуре в течение определенного времени и последующего охлаждения. Термическая обработка проводится для сжигания (релаксации) остаточных сварочных напряжений на 70—90% и улучшения структуры и свойств металла сварных соединений.

Высокий отпуск заключается в нагреве сварного соединения до температуры несколько ниже критической точки A_{c1} (на 20—30° С), например до 650—750° С для углеродистой и низколегированной стали, продолжительной выдержке — от одного до нескольких часов и последующем медленном охлаждении.

Нормализация заключается в нагреве сварного соединения до температуры выше критической точки A_{c3} (на 20—30° С), например до 850—980° С, непродолжительной выдержке в течение нескольких минут (десять минут) и охлаждении на спокойном воздухе.

Аустенизация заключается в нагреве сварного соединения до температуры примерно 1050—1100° С, выдержке в течение 1—1,5 ч и последующем охлаждении на спокойном воздухе.

При монтаже и ремонте энергооборудования применяются три основных способа нагрева: индукционный, электропечной и газопламенный. Последние два относятся к радиационному нагреву. Кроме перечисленных также применяются (сравнительно редко) комбинированный и контактный способы нагрева. Комбинированный представляет собой

Таблица 13.1. Характеристика способов нагрева, применяемых для местной термической обработки сварных соединений

Способ нагрева	Область применения	Особенности способа нагрева	
		Достоинства	Недостатки
Индукционный ток — ми промышле- ной частоты	Термообработка по ре- жиму опуски и норма- лизации стыков труб любого диаметра и тол- щины из перлитных и мартенситно- феррит- ных сталей	Равномерность нагрева стыков труб по толщине стенки до 70—100 мм. Возможность дистан- ционного ручного и автоматическо- го управления режимами нагрева	Малоэкономичный способ, требую- щий больших трудозатрат. Загружен- ный точный контроль температур эле- ктронными потенциометрами из-за отрицательного влияния электромаг- нитных полей индукторов
Индукцион- ный ток — ми сред- ней частоты (до 8000 Гц)	Термообработка по ре- жиму опуски и норма- лизации стыков труб из перлитных и мартенсит- но-ферритных сталей, а также по режиму аусте- низации стыков труб из аустенитных сталей	Экономичный способ нагрева. Возможность дистанционного ручного и автоматического управ- ления режимами нагрева. Высоко- эффективный способ при нагреве тонкостенных труб большого диа- метра (1020 мм и более) по лю- бому режиму термообработки	Электрически повышено-опасный способ нагрева ввиду высокого на- пряжения (200—300 В) на клеммах индуктора. Неравномерность нагрева по толщине стенки труб. Требуется водяное охлаждение источников пи- тания (машинных преобразователей)
Электропеч- ной	То же, но при толщине стенки нагреваемых труб до 60 мм	Высокоэкономичный способ нагрее- ва. Позволяет эффективно нагрее- вать трубы большого диаметра (Ø 426—1020 мм и более). Воз- можность дистанционного ручного и автоматического управления ре- жимами нагрева	Неравномерность нагрева ввиду од- ностороннего подвода тепла. Непро- должительный срок службы нагрева- телей

Способ нагрева	Область применения	Особенности способа нагрева	
		Достоинства	Недостатки
Газопламенный	Термообработка по режиму высокого отпуска стыков труб с толщиной стенки до 25 мм из перлитных сталей	Высокоманевренный способ, позволяющий проводить нагрев в труднодоступных местах. Не требуется электроэнергия	Неравномерность нагрева по периметру и толщине стенки нагреваемых труб. Отрицательное воздействие на пламени горелок на поверхности нагреваемых труб и контрольных термометров. Отсутствие дистанционных средств управления нагревом
Контактный	Термообработка по режиму аустенизации сварных стыков и гибов труб наружным диаметром 28—76 мм, а также по режиму нормализации и отпуска сварных стыков труб диаметром 28—108 мм	Экономичный способ нагрева, позволяющий обеспечить термообработку в труднодоступных местах, обеспечивает равномерный нагрев. Возможность дистанционного управления режимами нагрева	Возможность перегрева или подплавления металла труб в местах электрического контакта с клеммными хомутами. Требуется большой ток (до 5000—10 000 А) в цепи нагрева
Комбинированный (индукционный с радиационным)	Термообработка по режиму высокого отпуска сварных соединений труб (коллекторов) из перлитных сталей	Экономичный способ нагрева. Возможность дистанционного управления нагревом	Отсутствие типовых нагревателей и трудности их опытного подбора и расчета

комбинацию индукционного и радиационного нагрева, а контактный — способ нагрева электрическим током, непосредственно проходящим сквозь нагреваемое изделие (табл. 13.1, рис. 13.1).

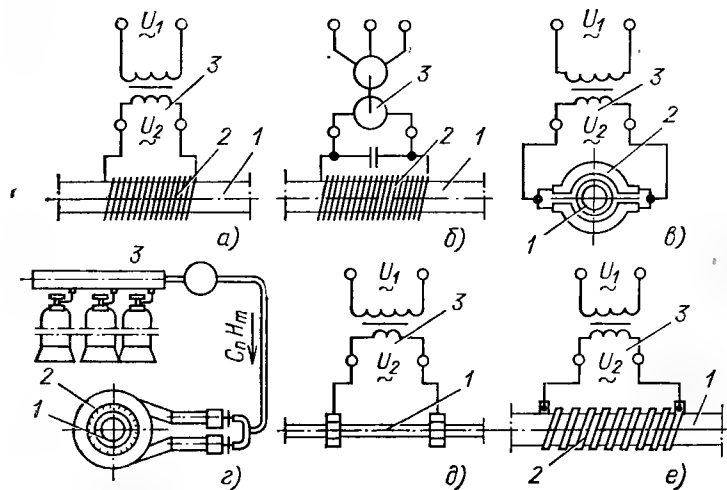


Рис. 13.1. Способы нагрева при местной термической обработке сварных соединений труб.

а — индукционный токами промышленной частоты 50 Гц; б — индукционный токами средней частоты 2000—8000 Гц; в — электрической; г — газопламенный; д — контактный; е — комбинированный (индукционный с радиационным); 1 — нагреваемая труба; 2 — нагреватель; 3 — источник нагрева.

Основными критериями оценки способов нагрева являются равномерность прогрева сварного соединения по толщине стенки изделия и периметру шва, а также экономичность процесса.

13.2. РЕЖИМЫ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Требования по режимам термической обработки согласно РТМ-1С-81 и ОП 1514-72 приведены в табл. 13.2 и 13.3.

13.3. ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

Особенностью термической обработки сварных соединений в условиях монтажа и ремонта энергооборудования является проведение не общего, а лишь местного (локального) нагрева сварной конструкции.

Общие положения местной термической обработки заключаются в следующем.

1. Термической обработке подлежат сварной шов по всей протяженности и прилегающие к нему с двух сторон участки основного металла на всю толщину стенки нагреваемого изделия (рис. 13.2).

Таблица 13.2. Режимы термической обработки сварных соединений трубопроводов, выполненных электродуговой и газосварочной сваркой

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °С	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Перлитный	10, 15, 20, 20Л и их сочетания	Углеродистый	37—45 Свыше 45	560—590 560—590	60—120	До 300°С охлаждение с отключенным нагревателем или без него, но под слоем асбестовой теплоизоляции толщиной не менее 8 мм, далее на спокойном воздухе	Отпуск сварных соединений труб АЭС при 610—660°С с выдержкой по ТУ
	22К	То же	Свыше 36	620—660	120 и более	То же	—
	15ГС, 16ГС, 20ГСЛ и их сочетания, а также стали этой марки в сочетании с углеродистыми	» »	Свыше 32	560—590	60	» »	Отпуск сварных узлов АЭС из сталей 15ГС, 16ГС и 10ХНД с толщиной стенки свыше 30 мм при 645—675°С с выдержкой по ТУ

Продолжение табл. 13.2

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °С	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Перлитный	12МХ, 15ХМ, 16М, 20ХМЛ и их сочетания	09МХ, 09ХМ	11—20 21—45 Свыше 45	700—730 700—730 700—730	60 120 180	До 300°С охлаждение с отключенным нагревателем или без него, но под слоем асбестовой теплоизоляции толщиной не менее 8 мм, далее на спокойном воздухе	Отпуск сварных узлов из сталей 12МХ и 15ХМ для $S > 10$ мм при 685—730°С с выдержкой по ТУ, сварных узлов АЭС из сталей 20ХМ и 20ХМА для $S > 6$ мм при 670—715°С с выдержкой по ТУ
Перлитный	12Х1МФ, 20ХМФЛ и их сочетания	09ХМ	11—20 21—45 Свыше 45	710—740 710—740 710—740	60* 120 180	То же	Отпуск сварных соединений труб АЭС из стали 12Х1МФ при 710—750°С для $S > 6$ мм с выдержкой по ТУ
	12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ и их сочетания	09ХМФ	11—20 21—80 Свыше 60	720—750 720—750 720—750	60* 180 300	» »	Отпуск при 725—760°С для S свыше 6 мм с выдержкой по ТУ для сварных соединений труб АЭС из стали 15Х1М1Ф

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °C	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Перлитный	Сочетание сталей марок 10, 20, 20Л, 25Л, 22К, 15ГС, 16ГС, 20ГСЛ со сталями марок 12МХ, 16М, 15ХМ, 12Х1МФ	Углеродистый	21—60 Свыше 45	685—715 685—715	120 180	До 300°С охлаждение с отключенным нагревателем или без него, но под слоем асбестовой теплоизоляции толщиной не менее 8 мм, далее на спокойном воздухе	—
	Сочетание сталей марок 12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ со сталями марок 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ, 12Х2М	09ХМ, 09МХ	11—20 21—45 Свыше 45	710—740 710—740 710—740	60* 120 180	То же	—
Мартенситно-ферритный	1Х11В2МФ (ЭИ756) 15Х12В2МФНЛ (ЦЖ5)	12Х11НМФ	11—20 21—45 Свыше 45	740—770 740—770 740—770	120 180 300	До 300°С со скоростью не более 150°С/ч, далее на спокойном воздухе	Термическая обработка сварного соединения по окончании сварки и последующей после сварки выдержки в течение 1 ч при 150—200°С

Продолжение табл. 13.2

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °C	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Аустенитный	08Х18Н9, 12Х18Н9, 12Х18Н12Т	Х18Н9Т, Х17Н10М2 и др.	Свыше 5	1030 — 1070	90	На спокойном воздухе со снятой теплоизоляцией	Термическая обработка сварных соединений трубопроводов АЭС с температурой рабочей среды выше 500°С
	12Х18Н12Т и др.	Х19Н1М3 и др.	Свыше 20	1075—1125	60	То же	Термическая обработка сварных соединений паропроводов ТЭС
	20 и 15ГС в сочетании со сталью марки 15Х11В2МФ (ЭИ-756)	Углеродистый	Свыше 10	680—700	90	До 300°С охлаждение под слоем асбеста со скоростью не более 150°С/ч	При наличии облицовочного слоя на высокохромистой стали термическая обработка проводится дважды: сначала высокому отпуску подвергается конец трубы с наплавкой, затем — сварное соединение
Перлитный с мартенситно-ферритным	15ХМ, 12МХ и 20ХМЛ в сочетании со сталями марок 1Х11В2МФ (ЭИ756) и 15Х12В2МФНЛ (ЦЖ-5)	09ХМ, 09МХ	11—20 21—45 Свыше 45	700—730 700—730 700—730	90 180 300		

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °C	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Перлитный с мерлито ферритным	12Х1МФ, 15Х1М1ФЛ, 15Х1М1Ф и 20ХМФЛ в сочетании со сталью марки 1Х11В2МФ (ЭИ-756)	09ХМФ	11—20 21—45 Свыше 45	710—740 710—740 710—740	90 180 300		
Перлитный с аустенитным	20 и 15ГС с аустенитной облицовкой кромок	X16Н25М6 и др.	Свыше 32	650—680	60	До 300°С охлаждение под слоем асбеста или с отключенным нагревателем, далее — на спокойном воздухе	Термической обработке подвергается облицовочный слой с прилегающей зоной основного металла конца трубы на глубину не менее 20 мм
	12МХ, 15ХМ и 20ХМЛ с аустенитной облицовкой кромок	X16Н25М6 и др.	Свыше 10	680—710	60	То же	То же

Стали, входящие в сварное соединение		Тип металла шва	Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Режим термической обработки			Примечание
Структурный класс стали	Марка стали			Температура нагрева, °C	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
Перлитный с аустенитным	12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ с аустенитной облицовкой кромок	X16Н25М6 и др.	Свыше 10	710—740	60	До 300°С охлаждение под слоем асбеста или с отключенным нагревателем, далее — на спокойном воздухе	Термической обработке подвергается облицовочный слой с прилегающей зоной основного металла конца трубы на глубину не менее 20 мм
Мартенситно-ферритный с аустенитным	1Х11В2МФ (ЭИ-756) с аустенитной облицовкой	X16Н25М6 и др.	Свыше 10	740—770	60	То же	То же

Примечания: 1. Термической обработке подлежат также сварные соединения с угловыми швами мест приварки к камерам котлов и паропроводов из Cr-Mo-V стали следующих деталей: штуцеров и бобышек с толщиной стенки более 10 мм; штуцеров и бобышек с толщиной стенки 10 мм и менее при количестве более 3 шт. на 1 м длины трубы; упоров или других деталей креплений с общим (по всему периметру привариваемой детали) объемом наплавленного металла более 15 см³, что соответствует шву длиной 300 мм с катетом 10 мм.

2. Термическая обработка сварных стыковых соединений может не производиться: при наружном диаметре труб до 219 мм и толщине стенки не более 12 мм из сталей 12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ и 12Х1МФ, если швы выполнены электродами типа Э-09Х1М; при наружном диаметре труб до 219 мм и толщине стенки до 8 мм из сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф и подобных, если швы выполнены электродами типа Э-09Х1МФ; при наружном диаметре труб до 219 мм и толщине стенки до 18 мм из сталей 12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ и 12Х1МФ, если швы выполнены электродами типа Э-09Х1М и при условии, что сварные соединения эксплуатируются при температуре до 450 °С включительно.

3. Время выдержки 90 мин назначается при отпуске сварных соединений изделий, включающих литую деталь из стали 20ХМФЛ или 15Х1М1ФЛ и шов, сваренный электродами типа Э-09Х1М или Э-09Х1МФ.

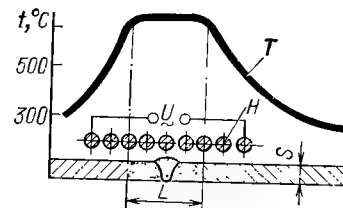
Таблица 13.3. Режимы термической обработки сварных стыков труб поверхностной нагрева котлов и тоickостенных трубопроводов с наружным диаметром труб менее 100 мм и толщиной стенки до 10 мм

Марка стали свариваемых деталей	Тип металла шва	Номинальная толщина на стенках нагреваемых труб, мм	Вид сварки	Вид термической обработки	Режим термической обработки			Объект термической обработки
					Температура нагрева, °C	Время выдержки, мин	Характер охлаждения	
12ХМ, 15ХМ, 12Х1МФ	09ХМ, 09МХ, 09ХМФ, 09ХМФ	3-7, 3-7	Газовая	Нормализация	925-955, 945-975	1-1,5 мин/мм, 1-1,5 мин/мм	До 300 °C под слоем асбеста, далее на спокойном воздухе	Трубы котлов и трубопроводы ТЭС
20ХМ, 12Х1МФ, 15Х1МФ	09ХМ, 09ХМФ	Свыше 6	Аргонодуговая, электродуговая	Отпуск	670-715 (20ХМ), 710-750 (12Х1МФ), 725-760 (15Х1МФ)	по ТУ		Трубопроводы АЭС
1Х11В2МФ (ЭИ-756)	10Х11ВМФН, 10Х11ВМФН	4-10	Аргонодуговая	Двойная нормализация и высокий отпуск	1020-1040, 730-750	1 мин/мм, 30		Трубы котлов и трубопроводы
20 в сочетании со сталью 1Х11В2МФ	09ХМ, 09ХМФ	Свыше 5	Электродуговая, аргонодуговая	Отпуск	650-680	60	До 300 °C под слоем асбеста со скоростью 150-200 °C/ч далее на спокойном воздухе	
15ХМ и 12ХМ в сочетании со сталью марки 1Х11В2МФ	09ХМФ	Свыше 5	То же	То же	680-700	60		
12Х1МФ в сочетании со сталью марки 1Х11В2МФ	09ХМФ	Свыше 5	То же	То же	710-740	60		
0Х18Н9, 12Х18Н12Т и др.	Х17Н10М2, Х18Н9Т и др.	Свыше 5	То же	Аустенизация	1030-1070	По ТУ	На спокойном воздухе	Трубопроводы АЭС

Общая минимальная ширина технологической зоны нагрева, мм, должна составлять: для стыков труб с толщиной стенки до 20 мм — 70 мм, от 21 до 45 мм — 150 мм, от 46 до 60 мм — 200 мм, от 60 до 80 мм — 250 мм, от 81 до 100 мм — 300 мм

Рис. 13.2. Температурное поле T при местном нагреве сварного соединения.

L — технологическая зона равномерного нагрева; H — нагреватель (индуктор); S — толщина стенки нагреваемой трубы.



2. Технологическая зона должна прогреваться равномерно (в пределах требований, приведенных в табл. 13.2) с заданной скоростью подъема температур (табл. 13.4).

Таблица 13.4. Рекомендации по продолжительности нагрева при высоком отпуске

Номинальная толщина стенки нагреваемой трубы, мм	Время нагрева от 20 °C до температуры высокого отпуска, мин, не менее		
	Индукционный способ нагрева с частотой, Гц		Радиационный способ нагрева
	50	до 8000	
До 20	20	30	40
21 — 25	30	50	70
26 — 30	30	50	100
31 — 35	50	80	120
36 — 45	50	80	140
46 — 60	80	100	160
61 — 80	100	120	—
81 — 100	130	150	—

Примечания: 1. При нагреве сварных соединений с более высокой температурой (например, с 300-400 °C сразу после сварки) продолжительность нагрева до температуры высокого отпуска соответственно сокращается.
2. В интервале температур 550-700 °C скорость нагрева сварных соединений труб из хромомолибденованадиевой стали должна быть не ниже 100 °C/ч.

3. Электротермическое оборудование выбирается, исходя из требований обеспечения потребителей (нагревателей) необходимой мощностью, выходным (вторичным) напряжением, удобством регулирования электрическими режимами нагрева, экономичностью и безопас-

ностью в эксплуатации. Соответствующим требованиям должно также отвечать газотермическое оборудование. Технологические режимы работ и размещение нагревательных устройств определяются в зависимости от способа нагрева, типа сварных соединений и вида термической обработки.

При индукционном нагреве токами промышленной частоты напряжение на клеммах индуктора составляет от 15 до 70 В при токе 700—1600 А (табл. 13.5).

Необходимая удельная мощность нагрева составляет около 20 Вт/см², т. е. 20 Вт на 1 см² площади нагреваемой поверхности трубы.

При индукционном нагреве токами средней частоты (до 8000 Гц) напряжение на клеммах индуктора достигает 80—400 В при силе тока в нагревателе 100—300 А (табл. 13.6 и 13.7).

Необходимая удельная поверхностная мощность нагревателя при электропечном нагреве составляет 4—6 Вт/см². Нагрев проводится при напряжении на клеммах электропечи 30—60 В и силе тока 100—700 А. Электрические режимы работы муфельных электропечей при высоком отпуске стыков труб диаметром 108—426 мм составляют соответственно 300—500 А при напряжении на клеммах нагревателя 20—50 В.

Для гибких электропечей сопротивления (ГПЭС) характерными являются следующие рабочие режимы: сила тока 100—720 А и напряжение на клеммах нагревателя 28—50 В (табл. 13.8).

Групповая термообработка представляет собой одновременный нагрев нескольких сварных соединений по заданному режиму от одного (или группы) источника питания. Групповой способ электронагрева должен проводиться с учетом следующих общих положений.

1. Нагреву могут подвергаться лишь однотипные сварные узлы, при термической обработке которых обеспечиваются идентичные условия теплоотвода.

2. Начальная температура нагрева каждого сварного соединения и характеристика теплоизоляции должны быть одинаковыми.

3. Групповой нагрев допускается проводить индивидуальными нагревателями одного типа и размера или общим нагревательным устройством.

Способ устранения магнитного дутья, возникающего при индукционном нагреве труб и мешающего ведению нормального процесса сварки, заключается в следующем. На собранный под сварку стык труб наматывают шесть—восемь витков сварочного провода и пропускают постоянный ток силой 200—300 А для создания постоянного магнитного поля по знаку, противоположному ранее введенному. При отсутствии эффекта устранения магнитного дутья необходимо сменить направление постоянного тока путем перемены концов сварочного провода. Устранение магнитного дутья можно проверить стальной проволокой длиной около 0,5 м, которая не будет притягиваться к трубе при достижении эффекта размагничивания.

13.4. КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУР ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ

При термической обработке сварных соединений применяется метод контроля, при котором датчиком служит термопара — преобразователь термоэлектрический, подающий сигнал на регистрирующий прибор — милливольтметр или потенциометр (рис. 13.3).

Таблица 13.5. Технологические параметры индукционного нагрева токами промышленной частоты стыков труб при высоком отпуске (нагреватель — гибкий медный голый провод)

Наружный диаметр нагреваемой трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Ширина индуктора, мм	Число секций, шт.	Расстояние между секциями, мм	Общее число витков, шт.	Площадь перерезающего сечения витков, мм ²	Электрические параметры индуктора		
							Напряжение на клеммах, В	Сила тока, А	Потребляемая мощность, кВт
108—168	17—36	250—400	1	—	8—12	150—185	15—20	700—900	8—15
194—245	11—28 30—45	300—350 350—450	1—2 1—2	45—50 50—60	8—10 10—12	185—240 185—240	20—25 25—30	800—950 950—1100	15—18 18—25
273—377	11—20 25—45 50—60	350—400 400—500 500—550	1—2 1—2 1—2	55—65 65—75 75—85	8—10 10—12 12—14	185—240 185—240 185—240	25—30 30—35 35—40	900—1000 1000—1100 1100—1200	18—22 22—27 27—35
426—530	16—36 40—70 80—110	400—450 450—500 500—600	1—2 1—2 1—2	75—80 80—90 90—100	8—10 10—12 12—14	240 240 240	30—35 35—40 40—50	1100—1200 1200—1300 1300—1400	20—30 30—40 40—50
630—1000	20—45 50—65 70—90	450—500 500—600 600—650	1—2 1—2 1—2	100—110 110—120 120—140	10—12 12—14 14—16	240 240 240	40—50 50—60 60—70	1300—1400 1400—1500 1500—1600	30—35 35—50 50—65

Таблица 13.6. Технологические параметры индукционного нагрева токами средней частоты (2400 Гц) стыков труб при высоком отпуске (нагреватель — гибкий медный голый провод)

Наружный диаметр нагреваемой трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Ширина индуктора, мм	Число секций, шт.	Расстояние между секциями, мм	Общее число витков, шт.	Площадь поперечного сечения витка, мм ²	Электрические параметры индуктора			Емкость конденсаторов, мкФ
							Напряжение на клеммах, В	Сила тока, А	Потребляемая мощность, кВт	
108—168	17—36	250—400	1	—	10—14	50—70	55—85	160—180	8—15	200—330
194—245	11—28	300—350	1—2	45—50	10—12	50—70	90—100	170—190	15—18	160—200
	30—45	350—450	1—2	50—60	12—16	50—70	100—120	190—200	18—25	200—250
273—377	11—20	350—400	1—2	55—65	12—14	70—95	120—135	170—185	18—22	110—120
	25—45	400—500	1—2	65—75	14—16	70—95	135—145	185—200	22—27	120—135
	50—50	500—550	1—2	75—85	16—18	70—95	145—160	200—220	27—35	135—150
426—530	16—36	400—450	1—2	75—80	14—16	95—120	150—165	190—210	20—30	80—90
	40—70	450—500	1—2	80—90	16—18	95—120	165—180	210—220	30—40	90—100
	80—110	500—600	1—2	90—100	18—20	95—120	180—200	220—240	40—50	100—110
630—1000	20—45	450—500	1—2	100—110	14—16	95—210	190—210	230—250	30—35	60—70
	50—65	500—600	1—2	110—120	16—18	95—120	210—230	250—270	35—50	70—85
	70—90	600—650	1—2	120—140	18—20	95—120	230—260	270—300	50—65	85—100

8—1

Таблица 13.7. Технологические параметры индукционного нагрева токами средней частоты (8000 Гц) стыков труб при высоком отпуске (нагреватель — гибкий медный голый провод)

Наружный диаметр нагреваемой трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Ширина индуктора, мм	Число секций, шт.	Расстояние между секциями, мм	Общее число витков, шт.	Площадь поперечного сечения витка, мм ²	Электрические параметры индуктора			Емкость конденсаторов, мкФ
							Напряжение на клеммах, В	Сила тока, А	Потребляемая мощность, кВт	
108—168	17—36	250—400	1	—	10—16	35—50	80—120	100—120	8—15	40—60
194—245	11—28	300—350	1—2	45—50	12—14	50—70	130—150	110—125	15—18	30—35
	30—45	350—450	1—2	50—60	14—18	50—70	150—170	125—140	18—25	35—45
273—377	11—20	350—400	1—2	55—65	14—16	50—70	170—180	120—135	18—22	20—25
	25—45	400—500	1—2	65—75	16—18	50—70	180—195	135—150	22—27	25—35
	50—60	500—550	1—2	75—85	18—20	50—70	195—220	150—160	27—35	35—40
426—530	16—36	400—450	1—2	75—80	16—18	70—95	230—250	130—140	20—30	18—22
	40—70	450—500	1—2	80—90	18—20	70—95	250—270	140—155	30—40	22—26
	80—110	500—600	1—2	90—100	20—22	70—95	270—300	155—170	40—50	26—30
630—1000	20—45	450—500	1—2	100—110	16—18	70—95	300—330	150—160	30—35	12—15
	50—65	500—600	1—2	110—120	18—20	70—95	330—360	160—180	35—50	15—20
	70—90	600—650	1—2	120—140	20—22	70—95	360—400	180—200	50—65	20—25

Таблица 13.8. Технологические параметры радиационного нагрева стыков труб при высоком опуске (нагреватель — ГПЭС)

Наружный диаметр нагреваемой трубы, мм	Марка нагревателя	Общее число параллельно включенных секций, шт.	Количество ниток проволоки в каждом поясе, шт.	Ширина пояса нагревателя, мм	Число витков в поясе, шт.	Электрические параметры нагревателя		
						Напряжение на клеммах, В	Сила тока, А	Потребляемая мощность, кВт
108	ГПЭС-108	1	2	160	14	28—34	100—120	3—4
133	ГПЭС-133	1	2	160	16	32—38	100—120	3—5
159—168	ГПЭС-159-168	1	2	160	20	40—48	100—120	4—6
194	ГПЭС-194	2	2	100	22	29—33	200—240	6—8
219	ГПЭС-119	2	2	100	25	33—38	200—240	7—9
245	ГПЭС-245	2	2	100	27	35—40	200—240	7—10
273	ГПЭС-273	2	2	100	30	39—45	200—240	8—11
325	ГПЭС-325	2	3	100	35	42—56	300—360	13—20
377	ГПЭС-377	4	3	100	40	24—31	600—720	14—22
426	ГПЭС-426	4	3	100	44	27—35	600—720	16—25
630	ГПЭС-630	4	3	100	64	37—50	600—720	23—36

Термопара — преобразователь термоэлектрический (ГОСТ 13417-76). Наиболее широко применяются хромель-алюмелевые термопары типа ТХА. Допускаемая минимальная длина термопары 1000 мм, оптимальный диаметр проволок 1,2 мм. Рабочий конец термопары (горячий спай) образуется путем сварки концов двух термоэлектродов. Для этой цели применяют аргонодуговую сварку при силе тока 50—70 А

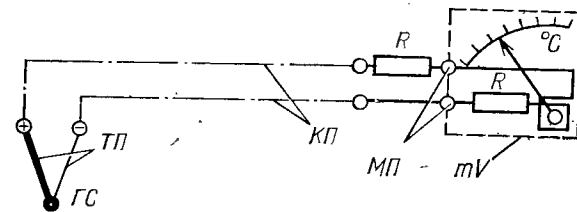


Рис. 13.3. Принципиальная схема соединения термопары ТП с милливольтметром мВ.

ГС — горячий спай термопары; КП — компенсационный провод; МП — медный провод; R — сопротивление.

(дуга горит между вольфрамовым электродом и графитовой пластинкой), ацетилен-кислородную сварку нейтральным пламенем горелкой № 2 или № 3 с применением буры и некоторые другие способы. На рабочем конце термопары допускается не более двух скруток. Термоэлектроды по всей длине изолируются один от другого керамическими бусами или асбестовой оплеткой. Свободные концы термопары (холодный спай) соединяются с регистрирующим прибором с помощью компенсационного провода (см. рис. 13.3). Перед работой термопары должны быть оттарированы. Качество и характеристика термопары могут быть проверены простым способом «горящей спички». Для этого рабочий конец термопары нагревают пламенем спички: при соединении к милливольтметру с градуировкой ХА свободных концов хромель-алюмелевой термопары прибор укажет температуру 400—450° С.

Способ установки термопары должен обеспечить надежный контакт с нагреваемым изделием. Надежными считаются и рекомендуются два способа крепления рабочего конца термопары к наружной поверхности нагреваемой трубы с помощью приварных бобышек из малоуглеродистой стали (рис. 13.4). Положение термопары относительно нагреваемого изделия определяется способом нагрева. При электропечном и газопламенном нагреве термопару можно располагать в любом направлении, однако при условии, что длина конца термопары, находящегося в области высоких температур, не превышает 150 мм. Этот участок термопары должен быть надежно защищен теплоизоляцией. При индукционном нагреве направление отвода термопары от поверхности трубы должно быть перпендикулярно оси индуктора. Изолированные термоэлектроды целесообразно скручивать между собой.

В процессе проведения термической обработки правильность регистрации истинных температур во многом зависит от соблюдения правил применения термопар и компенсационных проводов (табл. 13.9).

Контроль температур с помощью милливольтметров проводится с учетом следующих положений:

приборы необходимо размещать в сухом месте вдали от сильно-точных кабелей переменного тока (не ближе 10 м) и устанавливать строго вертикально. Самопишущие милливольтметры следует защищать от сотрясений, для чего необходимо предусматривать в них специальные амортизаторы, например резиновые подставки;

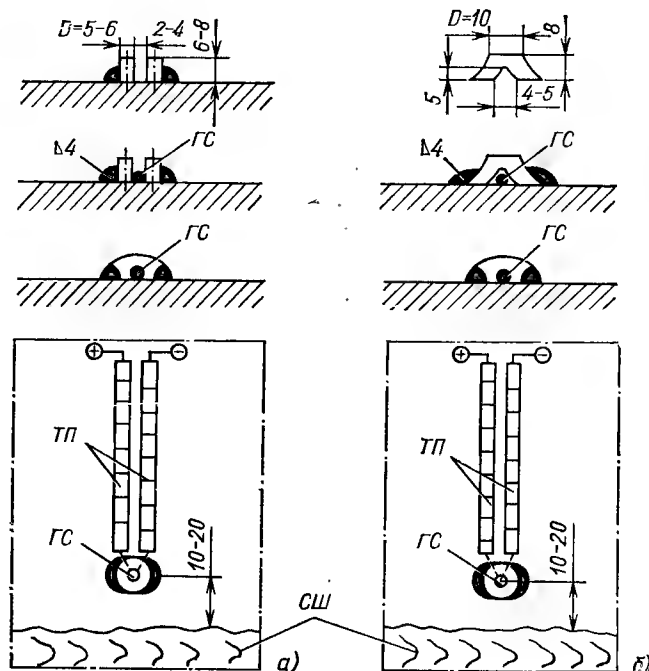


Рис. 13.4. Схема крепления горячего спая ГС термопары ТП к поверхности нагреваемого сварного изделия.

а — с помощью двух приварных бобышек; б — с помощью приварной бобышки с прорезью; СШ — сварной шов.

сопротивление внешней цепи прибора, которое складывается из сопротивления термопары, компенсационного провода и подгоночной катушки, должно строго соответствовать величине сопротивления, указанной на шкале милливольтметра. При необходимости сопротивление внешней цепи прибора следует скорректировать, т. е. пологить под соответствующее значение, указанное на приборе. Например, к прибору, рассчитанному на сопротивление внешней цепи 15 Ом, подключены термопара ТХА длиной 1,5 м и компенсационный провод типа М марки ПКВ сечением 2×2,5 мм, длиной 45 м, суммарное сопротивление которых составляет около 10 Ом. Для подгонки к требуемому на шкале прибора сопротивлению 15 Ом необходимо подключить последовательно в цепь термопары сопротивлением 10 Ом подгоночную катушку ти-

Таблица 13.9. Возможные погрешности при измерении температур в процессе термической обработки

Характер нарушения	Погрешность, %	Завышение или занижение показаний прибора	Примечание
Рабочий конец термопары (горячий спай) не сварен	5—10	—	—
Недостаточный контакт рабочего конца термопары с нагреваемой поверхностью трубы	10—15	—	—
Применение способа крепления термопары, при котором ее рабочий конец отведен на 5—10 мм от нагреваемой поверхности трубы (в капсуле)	15—100	Занижение	—
Недостаточная теплоизоляция рабочего конца термопары при электропечном и газопламенном способах нагрева, вследствие чего конец подвергается непосредственному воздействию теплоносителя	40—80	—	Возможно перегорание термопары
Неправильная установка термопары при индуктивном способе нагрева (термопара расположена вдоль магнитного поля индуктора)	50—70	Занижение или завышение	При измерении температур электронным потенциометром

Характер нарушения	Погрешность, °С	Завышение или занижение показаний прибора	Примечание
Применение укороченных термопар (например, короче 1000 мм)	40—60	Завышение	—
Использование термопар, не соответствующих по градуировке данному типу прибора (например, термопара ТХА с прибором градуировки ХК)	50—100 и более	Занижение или завышение	Отклонение в ту или иную сторону определяется сочетанием градуировок термопары и прибора
Применение компенсационных проводов, не соответствующих данному типу термопары	20—40	Занижение или завышение	Погрешность зависит от сочетания градуировки провода и термопары
Не соблюдаются условия совпадения полярности в месте соединения термопары с компенсационным проводом и прибором	10—30	Занижение	Погрешность зависит от температуры окружающего воздуха
Изолированные электроды термопары не скручены (при индукционном нагреве)	10—20	—	—

Продолжение табл. 13.9

Характер нарушения	Погрешность, °С	Завышение или занижение показаний прибора	Примечание
Компенсационный провод не экранирован или экран не заземлен	30—40	—	—
Компенсационные провода расположены параллельно электропроводящим (на расстоянии менее 30 см от линий переменного тока)	20—40	—	—
Компенсационные провода свернуты бухтой	10—20	—	—
Электронный потенциометр включен в цепь без разделительного трансформатора и стабилизатора напряжения, корпус прибора не заземлен	15—30	—	—
Электронный потенциометр не имеет фильтров на входе измерительной схемы	10—50	—	—
Электронный потенциометр находится на расстоянии менее 10 м от электрооборудования и электроприводов, не установлен в металлический шкаф или в кабину	30—50	—	—

па ПК с сопротивлением 5 Ом. Катушки типа ПК из манганиновой проволоки выпускаются на 2,5; 5; 7; 15 и 25 Ом;

при отсутствии автоматической компенсации милливольтметр должен быть скорректирован перед работой на температуру окружающего воздуха. Это выполняется с помощью корректора, предварительно освободив арретиром стрелки прибора от защемления. Для автоматической компенсации температуры рекомендуется применять коробки типа КТ-54 соответствующей градуировки — ХА, ХК или ПП-1;

милливольтметры необходимо периодически, не реже 1 раза в месяц, проверять на правильность показания температур (термо-э.д.с.).

Потенциометры необходимо устанавливать на рабочее место при вертикальном расположении шкалы прибора, защищать от механических повреждений и надежно закреплять с применением амортизаторов.

Приборы следует включать в сеть высокого напряжения через разделительный трансформатор мощностью не менее 100 В·А, а провода подключения термодпар заземлять через конденсатор емкостью 1—5 мкФ. Для снижения вредного действия внешних электромагнитных полей на показания потенциометров их следует размещать на расстоянии не менее 10 м от силовых линий электропередачи, электро-сварочного, электротермического и подъемно-транспортного электро-оборудования.

Подключать термодпары к потенциометрам следует только через компенсационные провода, не допуская замены последних на обычные медные или алюминиевые.

Точность показаний потенциометра должна проверяться периодически примерно 3—4 раза в месяц.

Потенциометры типов ПП и КП относятся к переносным контрольным приборам лабораторного типа и предназначены для проверки правильности показаний милливольтметров и электронных самопишущих потенциометров.

Раздел четырнадцатый

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МОНТАЖНЫХ РАБОТ НА ТЭС И АЭС

14.1. ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБЫ КОНТРОЛЯ

При выполнении монтажных работ осуществляется контроль за соблюдением допусков, состоянием оборудования, оснастки, кранового хозяйства, квалификацией персонала, выполнением мероприятий по технике безопасности и охране труда, комплектностью и качеством монтажной документации, складированием монтажных единиц.

Служба сварки осуществляет контроль за состоянием оборудования и материалов для сварки, термообработки; контроль качества сварных соединений и соблюдение требований технологии сварки, термообработки, оформление документации.

Для контрольных операций при монтаже АЭС организуется служба технического контроля (СТК) (рис. 14.1).

Контрольно-технологическая группа осуществляет контроль качества монтажных работ и выполняет измерения геометрических размеров, визуальный контроль, контроль чистоты монтируемого оборудования, геодезическое обеспечение при монтаже.

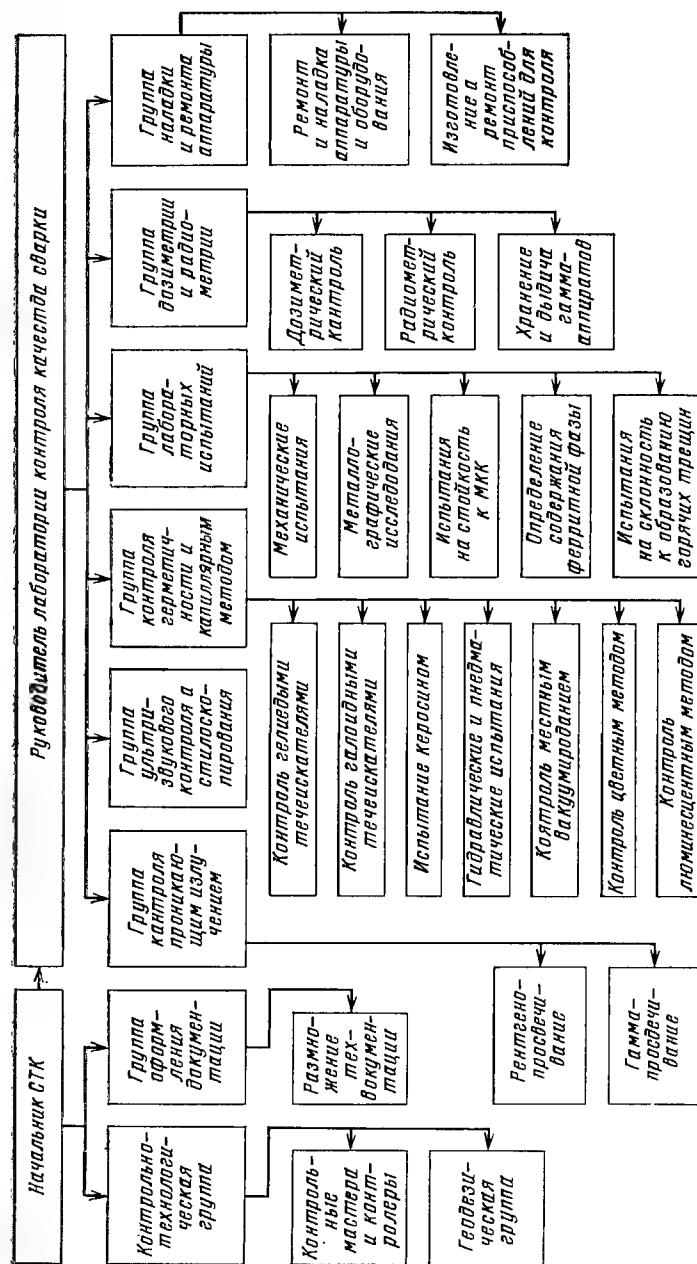


Рис. 14.1. Примерная структура службы технического контроля (применительно к монтажу АЭС с реактором РБМК-1000).

Группа оформления технической документации готовит и оформляет учетную и отчетную документацию, передаваемую монтажному участку и заказчику.

Лаборатория контроля качества сварки и металлов состоит из нескольких групп — радиационных методов контроля, ультразвукового контроля и стилископирования, испытания герметичности и капиллярной дефектоскопии, лабораторных испытаний, дозиметрии и радиометрии, ремонта и наладки аппаратуры.

Группа радиационных методов контроля обеспечивает проведение контроля качества сварных соединений рентгенографией и радиографией.

Группа ультразвукового контроля и стилископирования обеспечивает выполнение ультразвуковой дефектоскопии.

Группа контроля герметичности и капиллярной дефектоскопии выполняет работы по контролю герметичности (газовыми и жидкостными методами), а также контролю капиллярной дефектоскопии (цветным и люминесцентным методами).

Группа лабораторных испытаний выполняет механические испытания, металлографические исследования, испытания на склонность к межкристаллитной коррозии.

Группа дозиметрии и радиометрии осуществляет дозиметрический и радиометрический контроль. В ведении этой группы находится хранилище радиоактивных изотопов. Группа радиометрии получает источники излучения от поставщиков, организует перезарядку гамма-аппаратов и захоронение использованных источников с привлечением специализированных организаций. Допускается выполнение работ по перезарядке гамма-аппаратов силами группы дозиметрии и радиометрии обученным и аттестованным персоналом без привлечения специализированных организаций при наличии оборудованного помещения и разрешения санитарных органов.

Группа наладки и ремонта аппаратуры ремонтирует и налаживает дефектоскопическую аппаратуру: рентгеновские аппараты, гелиевые теческатели, ультразвуковые дефектоскопы, вакуумные насосы и др., изготавливает и ремонтирует различные приспособления и устройства для контроля.

Совместные действия монтажного и контрольного персонала при монтаже координируются графиками производства работ, которыми регламентируется время и последовательность выполнения каждой операции. В графиках предусматриваются время на устранение дефектов и повторный контроль исправленных мест.

Для выполнения контрольных операций в условиях монтажа разрабатываются технологические процессы контроля качества сварных соединений, а для контроля сварных соединений ответственного назначения или представляющих трудности для контроля — технологические карты на контроль каждым методом.

14.2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

К руководству монтажными и сварочными работами и контролем за соблюдением технологии монтажа и сварки, а также к руководству работами по контролю качества сварных соединений при монтаже тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС допускаются инженерно-технические работники, изучившие действующую нормативно-техниче-

скую документацию, чертежи, технологические процессы сборки, монтажа и сварки, методические инструкции и прошедшие аттестацию.

Аттестация ИТР производится специальной комиссией, возглавляемой одним из руководителей организации (монтажного треста), состав которой устанавливается приказом по предприятию. В состав комиссии входят представители проектных или исследовательских организаций, а также органов инспекции Госгортехнадзора СССР. Аттестация проводится не реже 1 раза в три года.

К работам по сварке на монтаже тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС допускаются дипломированные сварщики, имеющие специальную подготовку и получившие удостоверение о допуске их к сварке ответственных конструкций.

К самостоятельным работам по контролю качества сварных соединений (радиографический контроль, цветная, люминесцентная и ультразвуковая дефектоскопия, контроль герметичности гелиевым или галонидным теческателем и пр.) допускаются дефектоскописты, прошедшие теоретическое и практическое обучение по специальной программе и получившие удостоверение о допуске к дефектоскопии по соответствующему виду контроля.

Для контроля монтажных и сварочных операций применяются разнообразные контрольные приборы — амперметры, вольтметры, манометры, ротаметры и др.

Контроль за исправностью, своевременной аттестацией и клеймением всех контрольных приборов при монтаже оборудования ТЭС и АЭС входит в обязанности СТК и специально назначенного ИТР.

При контроле качества исходных материалов и полуфабрикатов проверяется соответствие их требованиям технических условий, нормативов и ГОСТ. При контроле металлопроката и труб проверяют отсутствие внешних дефектов, наличие маркировки и сертификатов. В отдельных случаях могут быть проверены механические свойства металла, химический состав, склонность к межкристаллитной коррозии.

При контроле сварочных материалов и для дефектоскопии проверяют сохранность упаковки, маркировки, внешний вид материалов, сохранность обмотки электродов, пригодность радиографической пленки (по специальной методике).

Контроль газов для сварки и контроля, органических растворителей, моющих средств, химикатов, лаков, красок и других материалов производится путем контроля сертификатных данных. При необходимости могут быть проверены химический состав или технологические свойства по существующим методикам.

В ходе изготовления деталей трубопроводов и оборудования или металлоконструкций партии материалов могут быть разрознены, а отдельные листы или трубы разрезаны на части, при этом заводская маркировка может остаться лишь на одной из них. Прежде чем разрезать трубу, лист или другой материал на заготовки или детали, необходимо перенести заводскую маркировку на все заготовки с таким расчетом, чтобы при дальнейшей обработке маркировка была сохранена на каждой детали.

Материалы, детали оборудования, не имеющие заводской маркировки и сертификатов, не разрешается использовать. В исключительных случаях применение таких материалов допускается после исследования их физических, химических и других свойств и качеств и оформления новых паспортов или сертификатов.

Технологическое оборудование и трубопроводы заводского изготовления подлежат приемке представителями монтажного участка.

Путем визуальной проверки определяют комплектность, чистоту наружных и внутренних поверхностей, наличие заглушек на торцах труб, возможные механические повреждения. В случае необходимости отдельные детали оборудования и трубопроводов могут подвергаться и другим видам контроля — радиографическому контролю, ультразвуковой дефектоскопией.

При передаче в монтаж строительные конструкции (фундаменты, боксы, подкрановые пути, эстакады, кабели и др.) подлежат приемке представителями монтажного участка и заказчика, при этом проверяют наличие закладных деталей, предусмотренных проектом. Монтаж оборудования может производиться после приемки строительных конструкций и сооружений с оформлением соответствующих документов.

14.3. КОНТРОЛЬ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

При выполнении монтажных и сварочных работ должен вестись контроль за правильностью чередования операций в соответствии с технологическими процессами. Контроль за технологическими параметрами должен проводиться при сварке (сила тока, напряжение, расход инертных газов), термообработке (температура и скорость ее изменения), промывке, продувке и испытаниях герметичности (расход среды, ее температура, давление, содержание химреактивов, время операций), при проверке качества сварных соединений неразрушающими методами.

Контроль чистоты внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования проводится до начала монтажных работ, в процессе работ и по окончании монтажа. Если в состоянии поставки деталей и оборудования будут обнаружены загрязнения, то они должны быть устранены на стадии предмонтажной подготовки.

Состояние поверхностей оценивается по загрязнению чистого белого тампона из безворсовой ткани, смоченного ацетоном или спиртом, при протирке этим тампоном контролируемой поверхности.

Для оценки чистоты поверхности оборудования АЭС иногда изготавливают эталоны, представляющие собой те же тампоны, но со следами загрязнений, которые считаются допустимыми для данной установки. Такие эталоны утверждаются администрацией электростанции и соответствующими головными и проектными организациями.

Очищенные детали подаются на монтаж с отверстиями, плотно закрытыми специальными заглушками. Использование деревянных заглушек не рекомендуется.

Контроль геометрических размеров широко применяется при монтажных и сварочных работах. Контролю подвергаются размеры деталей и узлов оборудования, трубопроводов, толщина стенки труб, радиусы гибов, зазоры между сопрягаемыми деталями, горизонтальность и вертикальность элементов оборудования, деформации конструкций в процессе сварки и др. Для контроля в процессе выполнения монтажных и сварочных операций применяются специальные калибры, линейки, шупы и шаблоны.

Особо тщательно должны контролироваться геометрические размеры торцов труб и других деталей, подготовленных под сварку. Здесь проверяют углы разделки, притупления, зазоры в собранных стыках, переломы осей свариваемых элементов. Геодезические методы измерений применяются при установке крупногабаритных узлов реакторов и внутрикорпусных устройств и разбивке трасс трубопроводов.

Оптические приборы применяются для разметочных работ на горизонтальной или вертикальной плоскостях. Такие работы требуются

выполнять при разметке трасс трубопроводов, мест установки насосов, теплообменников и другого оборудования, а также при контроле установленного оборудования.

14.4. МЕТОДЫ И ОБЪЕМЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ГОТОВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Сварные соединения оборудования в зависимости от назначения монтируемых металлоконструкций и трубопроводов подвергаются контролю различными методами: внешнему осмотру, капиллярной дефектоскопии, магнитно-порошковой дефектоскопии, радиографическому контролю, ультразвуковому контролю, механическим испытаниям, металлографическим исследованиям и испытанию на межкристаллитную коррозию, а также контролю на герметичность.

Методы и объем контроля каждым методом устанавливаются действующей нормативно-технической документацией (табл. 14.1 и 14.2), а также техническими условиями и чертежами.

14.5. ВНЕШНИЙ ОСМОТР И ИЗМЕРЕНИЕ

Внешним осмотром выявляются поверхностные дефекты металла и сварных швов, деформации конструкций, а также проверяется наличие заводского клейма, маркировки.

Внешнему осмотру подвергаются узлы монтируемого оборудования, включая все сварные соединения на всех стадиях монтажа. В случае проведения термической обработки внешний осмотр сварных соединений проводится до и после выполнения этой технологической операции, а также до и после гидравлических или пневматических испытаний.

Обязательному внешнему осмотру в объеме 100% подлежит поверхность корневой зоны в процессе выполнения стыков труб без подкладных остающихся колец при аргодуговой сварке.

Контроль внешним осмотром проводится для выявления наружных (поверхностных) дефектов — трещин, наплывов и подрезов, пор и шлаковых включений, незаваренных кратеров, непроваров, западений между валиками, перелома осей соединяемых деталей, несоответствия формы и размеров шва (наплавки) требованиям инструкций и чертежей и других дефектов. Осмотру подвергают сварной шов и прилегающую к нему зону основного металла на расстоянии не менее 20 мм от границы шва по всей протяженности сварного соединения (с двух сторон в случае доступности для осмотра). Внешний осмотр проводят невооруженным глазом, а в сомнительных местах — с помощью лупы 4—7-кратного увеличения.

Измерение сварных швов и околошовной зоны производят с помощью линейек, штангенциркулей, универсальных и специализированных шаблонов.

С помощью шаблона (рис. 14.2,а) можно проверить высоту катета сварного шва (поз. I и II), высоту усиления сварного шва (поз. III) и зазор между кромками в сварном стыке, подготовленном под сварку (поз. IV).

С помощью набора шаблонов (рис. 14.2,б) проверяют правильность геометрической формы выполненных сварных угловых и стыковых швов.

Размеры выполненных швов контролируют не реже чем через 1 м длины шва, но не менее чем в трех местах по длине каждого шва.

Таблица 14.1. Объем контроля физическими методами сварных труб паровых и водогрейных котлов и трубопроводов тепловых электростанций (по РТМ-1С-81)

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Бараны, коллекторы, камеры									
Соединений стыковые. кольцевые	Независимо	Независимо	Независимо	≥ 15 < 15	УЗД УЗД-Пр	100 100	— —	— —	«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора СССР
Угловые (без конструктивного непровара) приварки штуцеров, патрубков, труб	Независимо	Независимо	≥ 133	≥ 15	УЗД	100	—	—	
Места сопряжений продольных и поперечных швов	Независимо	Независимо	Независимо	Независимо	Пр	100	—	—	
Трубопроводы в пределах котла									
Соединения стыковые. кольцевые	Независимо	Независимо	Независимо	> 15	УЗД	100	—	—	
	Независимо	Независимо	Независимо 200	< 15	УЗД-Пр	100	—	—	
	> 4 (40) ≤ 4 (40)	Независимо	< 200 < 200	< 15 < 15	УЗД-Пр УЗД-Пр	20 10	5 5	100 100	

Продолжение табл. 14.1

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Угловые (без конструктивного непровара) приварки штуцеров, патрубков, труб	Независимо	Независимо	≥133	≥15	УЗД	100	—	—	«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора СССР
Стыковые кольцевые из сталей аустенитного класса, а также из разнородных сталей	Независимо	Независимо	Независимо	Независимо	Пр	100	—	—	
Трубы поверхностей теплообмена, соединения стыковые кольцевые									
Трубы из сталей перлитного класса	≥10 (100) ≤10 (100)	Независимо	Независимо	Независимо	УЗД-Пр УЗД-Пр	100 5	— 5	— 100	То же
Трубы из сталей аустенитного класса и из разнородных сталей	Независимо	Независимо	Независимо	Независимо	Пр	10	10	100	

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Трубопроводы пара и горячей воды									
Соединения стыковые: кольцевые: категории 1 категории 2 категории 3 категории 4	Независимо	Независимо	Независимо	≥15	УЗД	100	—	—	«Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР
	—	—	≥200	<15	УЗД-Пр	100	—	—	
	—	—	<200	<15	УЗД-Пр	20	5	100	
	—	—	Независимо	≥15	УЗД	100	—	—	
	—	—	≥200	<15	УЗД-Пр	20	5	100	
	—	—	<200	<15	УЗД-Пр	10	4	100	
	—	—	>900	Независимо	УЗД-Пр	15	4	45—100	
	—	—	От 465 до 900	„	УЗД-Пр	10	4	30—100	
	—	—	≤465	„	УЗД-Пр	5	3	15—100	
	—	—	>465	„	УЗД-Пр	6	3	18—100	
	—	—	≤465	„	УЗД-Пр	3	2	9—100	
	Соединения кольцевые секторных отводов: категории 3 категории 4	—	—	>465	„	УЗД-Пр	30	8	
—		—	≤465	„	УЗД-Пр	15	6	45—100	
—		—	>465	„	УЗД-Пр	18	9	54—100	
—		—	≤465	„	УЗД-Пр	9	4	27—100	
—		—	„	„	УЗД-Пр	9	4	27—100	

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Продольные соединения трубопроводов и их деталей	Независимо	Независимо	Независимо	Независимо	УЗД-Пр	100	—	—	«Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР
Угловые (без конструктивного зазора) приварки штуцеров, патрубков, труб и др.	Независимо	Независимо	≥133	≥15	УЗД	100	—	—	
Места сопряжений продольных и поперечных швов	„	„	Независимо	Независимо	Пр	100	—	—	
Паропроводы и трубопроводы тепловых сетей									

Паропроводы тепловых сетей, подведомственных Госгортехнадзору СССР	≤6,4 (64)	≤440	≥76	В соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР — см. настоящую таблицу для соответствующих категорий, диаметра и толщины стенки трубопровода					
--	-----------	------	-----	---	--	--	--	--	--

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С							
Паропроводы тепловых сетей внутри зданий и сооружений, не подлежащие Госгортехнадзору СССР	≤ 0,07 (0,7)	—	>465 ≤ 465	Независимо	УЗД-Пр	6 3	3 2	18—100 9—100	СНиП III-30-79 «Водоснабжение, канализация и теплоснабжение. Наружные сети и сооружения»
Водяные тепловые сети									
Водяные тепловые сети, подлежащие Госгортехнадзору СССР	≤ 2,5 (25)	>115	>76	—	—	—	—	—	«Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды Госгортехнадзора СССР»
Водяные тепловые сети, не подлежащие Госгортехнадзору СССР	≤ 1,6 (16)	≤ 115	>465 ≤ 465	Независимо	УЗД-Пр УЗД-Пр	6 3	3 2	18—100 9—100	СНиП III-30-79 «Водоснабжение, канализация и теплоснабжение. Наружные сети и сооружения»
Паровые и водяные тепловые сети на особо ответственных участках (см. прим. 4)	Независимо	Независимо	Независимо	—	УЗД-Пр	100	—	—	СНиП III-30-79 «Водоснабжение, канализация и теплоснабжение. Наружные сети и сооружения»

Продолжение табл. 14.1

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Газопроводы (трубопроводы горючего газа) на территории монтируемого объекта									
Газопроводы подземные	От 0,3 (3) до 1,2 (12) включительно	—	50 и более	Независимо	УЗД-Пр	100 в том числе Пр 20%	—	—	СНиП III-29-76 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Наружные сети и сооружения»
	От 0,005 (0,05) до 0,3 (3) включительно	—	То же	То же	То же	50 (из них 2% Пр)	1	100	То же
	До 0,005 (0,05) включительно	—	То же	То же	То же	10 (из них 2% Пр)	1	20—100	То же

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С							
Газопроводы в пределах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями, автодорогам I и II категорий, водными преградами, каналами тепловых сетей, при прокладке в футлярах	Независимо	—	Независимо	Независимо	УЗД-Пр	100 (из них 20% Пр)	—	—	СНиП III-29-76 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Наружные сети и сооружения».
Газопроводы при расположении до 3 м от тепловых сетей, коллекторов и др.	От 0,005 (0,05) до 0,3 (3) включительно	—	50 и более	Независимо	То же	100 (из них 20% Пр)	—	—	То же
Газопроводы надземные, наружные и внутренние, а также ГРП ГРУ	От 0,3(3) до 1,2(12) включительно	—	50 и более	Независимо	То же	5 (из них 20% Пр)	1	10—100	То же

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С							
Газопроводы, подвешенные к мостам и на переходах через овраги, реки и другие преграды	Независимо	—	Независимо	Независимо	УЗД-Пр	100 (из них 20% Пр)	—	—	СНиП III-29-76 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Наружные сети и сооружения»
Технологические трубопроводы									
Трубопроводы системы регулирования турбины	Независимо	Независимо	Независимо	Независимо	УЗД-Пр	100	—	—	
Маслопроводы и мазутопроводы						5	100	—	
Трубопроводы кислотной промывки	То же	То же				10	4	30—100	То же
Сбросные и растопочные трубопроводы						100	—	—	
Выхлопные трубопроводы	≤2,5(25)	≤450	То же	То же	То же	10	4	30—100	
	>2,5(25)	Независимо				50	5	100	

Характеристика изделий и сварных соединений	Параметры среды		Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина, мм	Метод контроля	Объем контроля, %	Минимальное число стыков, шт.	Дополнительный объем контроля, %	Документ, оговаривающий требования по объему контроля
	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Температура, °С							
Продувочные трубопроводы	>4 (40)	Независимо	Независимо	Независимо	УЗД-Пр	50	5	100	СНиП Г. 9-62 «Технологические трубопроводы»
Дренажные трубопроводы	≥ 4(40) < 4(40)	≥ 300 ≤ 300				10 5	4 3	30—100 15—100	
Трубопроводы контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации	—	—	То же	То же	Пр-УЗД	3	2	9—100	

Примечания: 1. Указан физический метод контроля: УЗД — ультразвуковая дефектоскопия; Пр — радиографический метод; УЗД-Пр — ультразвуковая дефектоскопия или радиографический контроль (первым указан более предпочтительный метод).

2. Объем контроля дается в процентах от общего числа однотипных стыков, выполненных каждым сварщиком на данном энергетическом агрегате.

3. Указан дополнительный объем контроля, который должен быть выполнен, если при контроле данной группы сварных соединений (однотипных стыков) в объеме контроля были обнаружены недопустимые дефекты. Первая цифра означает объем первого дополнительного контроля; если при первом дополнительном контроле также будут обнаружены недопустимые дефекты, то должно быть проконтролировано 100% стыков.

4. Особо ответственными участками тепловых сетей считаются участки, расположенные под и над железнодорожными и трамвайными путями и под автодорогами на длине не менее чем на 6 м больше размеров пересекаемых сооружений (по 3 м в каждую сторону) под водными путями, а также в городских коллекторах и технологических коридорах при совместной прокладке с другими инженерными коммуникациями (кроме водопровода), в технических подпольях (зданий), не имеющих сброса в канализацию, и внутри зданий в местах, где возможно приближение к постоянно работающему персоналу на расстоянии менее 3 м.

Таблица 14.2. Объем контроля сварных соединений конструкций и трубопроводов при сооружении атомных электростанций (по ПК 1514-72)

Категория сварных соединений по ПК 1514-72	Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из сваряемых или наплаваемых элементов, мм	Цветная, люминесцентная или магнитно-порoshковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлографические исследования	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
I	Стыковые и угловые соединения	Коррозионно-стойкая аустенитная	Любая	100*	100	—	+ по ТУ	+	+	Обязательно определение механических свойств для сварных соединений, подвергаемых термообработке
		Перлитная	До 5,5 Свыше 5,5	100 100	100 100	— 100	+ +	+ +	— —	
		Разнородная	Любая	100	100	—	+ по ТУ	+	—	
	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	„	100	100	100	+ по ТУ	+	—	
		Перлитная	„	100	100	100	+ по ТУ	+	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	„	—	—	—	—	—	—	

Категория сварных соединений по ПК 1514-72	Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из свариваемых или наплавляемых элементов, мм	Цветная люминесцентная или магнитно-порoshковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлографические исследования	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
IIA	Стыковые и угловые соединения	Коррозионно-стойкая аустенитная	Любая	100*	100	—	± по ТУ	+	+	Обязательно определение механических свойств для сварных соединений, подвергаемых термообработке
		Перлитная	До 5,5 Свыше 5,5	100 100	100 50	— 100	± +	± +	— —	
		Разнородная	Любая	100	100	—	± по ТУ	+	—	
	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	Любая	100	100	100	± по ТУ	±	—	—
		Перлитная	•	100 (50)**	50	100	± по ТУ	+	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	•	—	—	100	+	+	+	Засчитываются испытания сварочных материалов, кроме УЗД

Категория сварных соединений по ПК 1514-72	Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из свариваемых или наплавляемых элементов, мм	Цветная люминесцентная или магнитно-порoshковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлографические исследования	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
IIB	Стыковые и угловые соединения	Коррозионно-стойкая аустенитная	Любая	100*	25	—	± по ТУ	+	+	Обязательно определение механических свойств для термически обрабатываемых сварных соединений
		Перлитная	До 5,5 Свыше 5,5	50 50	50 25	— 100	± +	± ±	— —	
		Разнородная	Любая	50	100	—	± по ТУ	+	—	
	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	•	100	100	50	± по ТУ	± по ТУ	—	—
		Перлитная	•	100 (25)**	25	100	± по ТУ	± по ТУ	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	•	—	—	100	+	±	+	Засчитываются испытания сварочных материалов, кроме УЗД

Категория сварных соединений по ПК 1514-72	Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из свариваемых или наплавленных элементов, мм	Цветная люминесцентная или магнитно-порошковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлографические исследования	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
ША	Стыковые и угловые соединения	Коррозионно-стойкая аустенитная	Любая	100*	50	—	+ по ТУ	+	+	Обязательно определение механических свойств для сварных соединений, подвергаемых термообработке
		Перлитная	До 5,5 Свыше 5,5	— —	50 25	— 100	+ +	+ +	— —	
		Разнородная	Любая	50	100	—	+ по ТУ	+	—	
	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	.	100	100	50	+ по ТУ	+ по ТУ	—	—
		Перлитная	.	100 (25)**	10	100	+ по ТУ	+ по ТУ	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	.	—	—	—	—	—	—	

Категория сварных соединений по ПК 1514-72	Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из свариваемых или наплавленных элементов, мм	Цветная люминесцентная или магнитно-порошковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлографические исследования	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
ШБ	Стыковые и угловые соединения	Коррозионно-стойкая аустенитная	Любая	100*	20	—	+ по ТУ	+	+	Обязательно определение механических свойств сварных соединений, подвергаемых термообработке
		Перлитная	До 5,5 Свыше 5,5	— —	25 —	— 20	+ +	+ +	— —	
		Разнородная	Любая	10	100	—	+ по ТУ	+	—	
	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	.	100	100	25	+ по ТУ	+ по ТУ	—	—
		Перлитная	.	100 (—)**	—	100	+ по ТУ	+ по ТУ	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	.	—	—	—	—	—	—	

Характеристика сварного соединения	Тип стали	Толщина более тонкого из свариваемых элементов, мм	Цветная люминесцентная или магнитно-порошковая дефектоскопия, %	Радиографический контроль, %	Ультразвуковой контроль, %	Определение механических свойств	Металлография — исследование	Испытание на межкристаллитную коррозию (МКК)	Дополнительные требования и допущения
IIIВ	Стыковые и угловые соединения	Любая	100*	10	—	+ по ТУ	+	+	—
		Перлитная	—	5	10	++	++	—	
		До 5,5 Свыше 5,5	—	—	—	++	++	—	
	Разнородная	Любая	10	100	—	+ по ТУ	+	—	
IIIВ	Наплавка кромок под сварку	Аустенитная	100	100	10	+ по ТУ	+ по ТУ	—	—
		Перлитная	100 (—)**	—	100	+ по ТУ	+ по ТУ	—	
	Антикоррозионная наплавка	Аустенитная	—	—	—	—	—	—	

* Объем контроля назначается по ТУ для сварных соединений из коррозионной стали аустенитного класса, выполненных сварочными материалами, не содержащими ниобий.

** Уменьшенный объем контроля указан для случаев перлитной наплавки на кромки деталей из неподкаливающихся сталей перлитного класса. Объем контроля просвечиванием может быть уменьшен вдвое для сварных соединений категорий IIВ и III трубопроводов с наружным диаметром менее 200 мм при толщине стенки менее 15 мм.

Примечание. Знак плюс — контроль требуется, минус — контроль не требуется.

Проверку смещения кромок относительно друг друга проводят не менее чем в трех местах равномерно по длине стыка.

К недопустимым дефектам сварных соединений и наплавки относятся трещины, надрывы и другие плоскостные и линейные дефекты

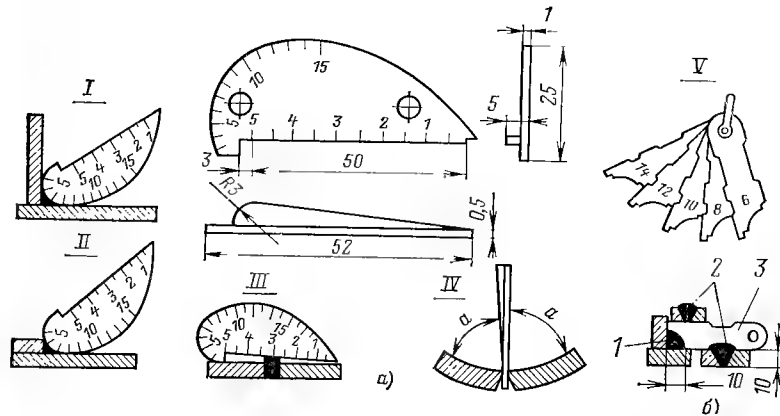


Рис. 14.2. Шаблоны для измерения сварных швов и околошовной зоны. а — универсальный шаблон конструкции А. И. Красовского; б — набор шаблонов; I, II, III — контроль швов таврового, нахлесточного и стыкового соединений; IV — измерение зазора между кромками; I — угловой шов; 2 — стыковые швы; 3 — шаблон.

всех видов (непровары, несплавления, подрезы), в том числе трещины («пауки») под каплями (брызгами) металла и в местах случайных прикосновений электродами к поверхности свариваемых элементов, а также наплывы (натеки), незаваренные прожоги и свищи, незаплавленные кратеры и их вывод на основной металл.

14.6. СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ (СТИЛОСКОПИРОВАНИЕ)

Спектральный анализ — стилоскопирование деталей и металла — шва проводится для установления соответствия металла и присадочных материалов требованиям чертежей, ТУ и нормативных документов. Обязательному стилоскопированию подвергаются все вновь устанавливаемые детали энергетического оборудования независимо от наличия сертификата, маркировки и предстоящего срока эксплуатации, предназначенные для работы при температуре выше 450°С, а также все детали и материалы, которые по проекту должны быть выполнены из легированной стали (кремнемарганцовистой, хромомолибденовой, хромомолибденованадиевой). Объем стилоскопирования устанавливается в соответствии с требованиями РТМ-1С-81. При монтаже оборудования тепловых электростанций стилоскопированию должны подвергаться легированный металл швов труб котлов и трубопроводов в следующем объеме:

на трубах с наружным диаметром 150 мм и более — все сварные соединения;

на трубах с наружным диаметром от 100 до 150 мм — не менее 20% (но не менее трех соединений) общего числа однотипных сварных соединений;

на трубах с наружным диаметром до 100 мм — не менее трех соединений на все однотипные сварные соединения, выполненные каждым сварщиком.

Объем стилокопирования металла шва на сварных соединениях труб (в том числе на угловых и тавровых) назначается по трубам (штуцерам) с меньшим наружным диаметром. В контролируемом сварном соединении, выполненном двумя сварщиками, стилокопированию подвергаются участки шва, сваренные каждым сварщиком.

В случае получения неудовлетворительных результатов контроля (табл. 14.3) проводится повторное стилокопирование тех же сварных соединений на удвоенном количестве точек (участков). При неудовлетворительных результатах повторного контроля производится спектральный или химический анализ деталей и металла шва, результаты которого считаются окончательными.

При выявлении в случае неполного объема контроля несоответствия марки использованных присадочных материалов хотя бы на одном из сварных соединений стилокопирование металла шва должно быть проведено на всех однотипных сварных соединениях, выполненных данным сварщиком.

14.7. РАДИОГРАФИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Радиографический контроль сварных соединений с использованием ионизирующих излучений проводится для выявления внутренних дефектов сварного шва и околошовной зоны (трещин, непроваров, пор, шлаковых или вольфрамовых включений).

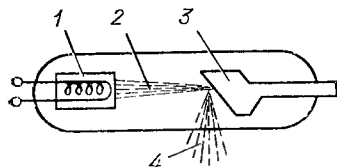


Рис. 14.3. Рентгеновская трубка.
1 — катод; 2 — пучок электродов; 3 — анод (мишень); 4 — рентгеновские лучи.

Более чувствительным методом контроля ионизирующими излучениями является метод просвечивания рентгеновским излучением. Метод контроля гамма-излучением применяется в основном при невозможности использования рентгеновской аппаратуры (табл. 14.4). Рентгеновское и гамма-излучение представляют собой коротковолновые электромагнитные колебания, аналогичные световым лучам, но с меньшей длиной волны. Источником рентгеновского излучения является рентгеновская трубка (рис. 14.3).

Радиографический контроль проводится с помощью гамма-дефектоскопов (табл. 14.5), которые заряжаются источниками гамма-излучения (табл. 14.6).

Широко применяется при монтаже оборудования АЭС гамма-дефектоскоп «Гаммарид-21» (рис. 14.4).

При проведении радиографического контроля (рис. 14.5) источник излучения располагают с одной стороны контролируемого сварного

Таблица 14.3. Указания по стилокопированию наплавленного металла, сварочной проволоки и металла шва согласно РТМ-1С-81

Тип металла шва или направленного металла	Присадочный материал		Требования по проверке основных легирующих элементов
	Электрод	Сварочная проволока	
Малоуглеродистый Марганцовистый Кремнемарганцовистый	АНО-12; МР-3 ОЗС-4; УОНИ-13/45 УОНИ-13/55; ЦУ-5; ТМУ-21; ТМУ-21У; АНО-14; ОЗС-6; ВСЛ-4; АНО-6М	Св-08А, Св-08 Св-08ГА, Св-08ГС Св-08Г2С	Стилокопирование не требуется
09МХ1 09Х1М	ТМЛ-1 ТМЛ-1У	(Св-08МХ Св-08ХМ	Анализ на наличие молибдена, отсутствие ванадия и содержание хрома ($\leq 4\%$)
00Х1МФ	ЦЛ-20-67; ЦЛ-39; ТМЛ-31, ТМЛ-3	Св-08ХМФА Св-08ХГСМФА	Анализ на наличие ванадия и молибдена, отсутствие ниобия и на содержание хрома ($\leq 4\%$) и марганца. Содержание марганца более 1% недопустимо То же
10Х25Н13Г2Б	ЦЛ-9	—	Анализ на содержание хрома (21—26%), никеля (11—14%), марганца (1,2—2,5%) и наличие ниобия
07Х19Н11М3Г2Ф	ЭА-400/10У	—	Анализ на содержание хрома (16—19%), никеля (9—12%) молибдена (2—3,1%), марганца (1,5—3,0%) и ванадия (0,3—0,75%)
12Х24Н14С2	ОЗЛ-5	—	Анализ на содержание хрома (22—25%), никеля (13—15%) и кремния (1,2—2,2%)
08Х16Н8М2	ЦТ-26	Св-04Х19Н11М3	Анализ на отсутствие ванадия и на содержание хрома (14—21%), никеля (7—12%) и молибдена (1,5—3%)
08Х19Н10Г2Б	ЦТ-15	Св-01Х19Н19	Анализ на наличие ниобия и на содержание хрома (16—24%), никеля (9—14%) и марганца (1,0—2,5%)
10Х25Н13Г2	ЦЛ-25; ЗиО-8 ОЗЛ-6	Св-07Х25Н13	Анализ на отсутствие молибдена, ванадия и ниобия и на содержание хрома (22—27%), никеля (11—14%) и кремния (до 1,2%)
11Х15Н25М6АГ2	НИАТ-5; ЭА-395/9	Св-10Х16Н25АМ6	Анализ на содержание хрома (13—17%), никеля (23—27%) и молибдена (4,5—7%)

Таблица 14.4. Рентгеновские аппараты для радиографического контроля сварных швов, применяемые при изготовлении и монтаже оборудования ТЭС и АЭС

Марка аппарата	Конструктивное исполнение аппарата	Тип рентгеновской трубки	Диапазон напряжения на рентгеновской трубке, кВ	Максимальный анодный ток, мА	Величина оптического фокуса, мм	Напряжение питающей сети, В	число фаз	Потребляемая мощность, кВт·А	Масса аппарата, кг	Толщина просвечиваемой стали, мм
РУП-120-5-1	Портативный с блок-трансформатором	0,4БПМ2-120	50—120	5	Ø 2	220:380 1		2	Пульт управления —30; блок-трансформатор —45	1—25
РУП-150-10-1	Передвижной кабельный	1,5БПВ7-150 с вынесенным анодом 0,3БПВ6-150	35—150	10 2	Ø 3 При $U_a \leq 75$ кВ Ø 0,3—0,7; при $U_a > 75$ кВ Ø 1,2—1,4	220:380 3		2,5	670	3—40
РУП-200-5-1	Портативный с блок-трансформатором	0,7БПМ3-200	70—200	5	Ø 2	220:380 1		3	Пульт управления —30; блок-трансформатор —82	3—50
РАП-160-6П	То же	0,7БПК2-160	50—160	6	1,5×2,5	220 1		2,5	Пульт управления —30; блок-трансформатор —45	3—40
РУП-150/300-10	Передвижной кабельный	1,5БПВ7-150 с вынесенным анодом 0,3БПВ6-150 2,5БПМ4-250	35—150 70—300	10 2 10	Ø 3 При $U_a \leq 75$ кВ Ø 0,3—0,7; при $U_a > 75$ кВ Ø 1,2—1,4 4×4	220:380 3		5	1000	3—70

Продолжение табл. 14.4

Марка аппарата	Конструктивное исполнение аппарата	Тип рентгеновской трубки	Диапазон напряжения на рентгеновской трубке, кВ	Максимальный анодный ток, мА	Величина оптического фокуса, мм	Напряжение питающей сети, В	число фаз	Потребляемая мощность, кВт·А	Масса аппарата, кг	Толщина просвечиваемой стали, мм
РУП-400-5-1	Передвижной с блок-трансформатором	1,5БПВ2-400; 1,5БПВ3-400	250—00	5	Ø 5,7	220:380 1		4	600	40—100
МИРА-2Д	Портативный с импульсной схемой; частота импульсов 10 Гц	Двухэлектродная с холодным катодом	140—170	—	Ø 3,0	Переменное 220 Постоянное 12 1		0,01	Рентгеновский блок —6 Пульт управления —8	До 10
МИРА-3Д	То же, частота 25 Гц	То же	300—350	—	Ø 3,0	То же		0,15	Рентгеновский блок —6	До 20
РИНА-1Д	То же, частота 15 Гц	Двухэлектродная с холодным катодом	200	—	Ø 3,0	» »		—	Рентгеновский блок —5	До 15
РИНА-2Д	То же, частота 10—15 Гц	То же	300	—	Ø 3,0	» »		—	Рентгеновский блок —1; пульт управления —6	До 20
РИНА-3Д	То же, частота 3—5 Гц	» »	400	—	Ø 3,0	» »		—	Рентгеновский блок —40; пульт управления —6	До 40

Таблица 14.5. Гамма-дефектоскопы для контроля сварных швов при изготовлении и монтаже оборудования ТЭС и АЭС

Наименование	Назначение и область применения	Источник излучения	Диапазон просвечиваемых толщин (по стали), мм	Масса, кг		Максимальное удаление источника от радиационной головки, мм
				радиационной головки	пульта управления	
„Гаммарид-20“ (ручной привод)	Стационарные и монтажные условия, фронтальное и панорамное ($\phi > 108$ мм) просвечивание	Иридий-192 Цезий-137	6—60 25—60	12±1	3	0,25
„Гаммарид-21“	То же	Тулий-170 Иридий-192 Цезий-137	1—15 1—40 25—40	6±1	3	5,0
„Гаммарид-25“ (привод ручной)	»	Тулий-170 Иридий-192 Цезий-137	1—15 6—60 25—80	15±1	2	12,0
„Трасса“	»	Цезий-137	25—60	20	10	12,0
„Стапель-5М“ (переносный заводного типа)	Фронтальное просвечивание	Иридий-192	1—40	8	3,5	—

Примечание. Масса транспортного контейнера ЗУКТ-Д-11 220 кг.

Таблица 14.6. Характеристики источников гамма-излучения, применяемых в гамма-дефектоскопах

Источник излучения		Мощность дозы излучения на расстоянии 1 м, Р/с	Размеры активной части, мм	Тип гамма-дефектоскопа „Гаммарид“			Период полураспада
марка	изотоп			20	21	25	
ГИД-И-1	Иридий-192	$1,5 \cdot 10^{-4}$	0,5×0,5	+	+	+	74,7 дня
ГИД-И-2		$5 \cdot 10^{-4}$	1,0×1,0	+	+	+	
ГИД-И-3		$1,5 \cdot 10^{-3}$	1,5×1,5	+	+	+	
ГИД-И-4		$2,5 \cdot 10^{-3}$	2,0×2,0	+	—	+	
ГИД-И-5		$5 \cdot 10^{-3}$	3,0×3,0	+	—	+	
ГИД-И-6		$1,5 \cdot 10^{-2}$	4,0×4,0	—	—	+	
ГИД-И-1	Цезий-137	$1,2 \cdot 10^{-4}$	3,0×3,0	+	+	+	33 года
ГИД-И-2		$5 \cdot 10^{-4}$	5,0×5,0	+	—	+	
ТУ-1	Тулий-170	$4,7 \cdot 10^{-6}$	5,0×5,0	+	+	+	127 дней

Примечания: 1. Гамма-дефектоскоп „Стапель-5М“ заряжают источником ГИД-И-3.

2. Гамма-дефектоскоп „Трасса“ заряжают источником ГИД-И-1.

шва, рентгенографическую пленку 4, размещенную в кассете,— с другой.

На снимках дефекты выглядят как темные пятна (поры, включения) и искривленные линии (трещины или непровары) и т. д.

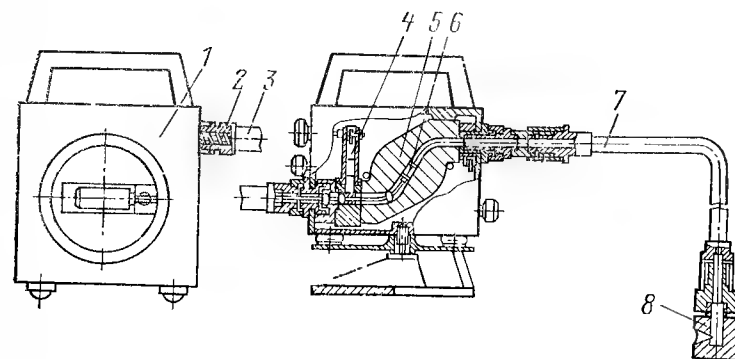


Рис. 14.4. Схема гамма-дефектоскопа РИД-11.

1 — пульт управления; 2 — трос зубчатый; 3 — шланг соединительный; 4 — замок; 5 — держатель; 6 — головка радиационная; 7 — ампулопровод (секционный жесткий); 8 — головка коллимирующая.

Для наилучшего выявления дефектов и сокращения времени просвечивания применяются усиливающие экраны из свинцовой или свинцово-оловянистой фольги толщиной 0,1—0,5 мм.

Радиографический контроль сварных соединений производится с применением рентгенографических пленок (табл. 14.7 и 14.8). Усиливающие экраны укладывают в кассету вместе с рентгенографической пленкой, которую размещают возможно ближе к поверхности контролируемого шва, но в любом случае не более чем на 150 мм от нее.

До начала контроля сварное соединение очищают от шлака, брызг, окалина и других загрязнений, устраняют обнаруженные дефекты сварного шва и околошовной зоны.

Сварные швы большой протяженности разбивают на участки и маркируют. Длина радиографических снимков обеспечивает перекрытие изображения смежных контролируемых участков сварных соединений не менее чем на 20 мм с каждой стороны при длине участка более 100 мм и не менее чем на 20% при длине 100 мм.

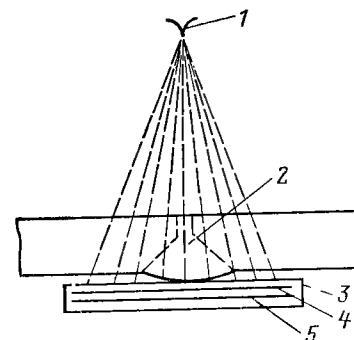


Рис. 14.5. Схема контроля просвечиванием.

1 — источник излучения; 2 — сварной шов; 3 — кассета; 4 — рентгеновская пленка; 5 — свинцовый экран.

Таблица 14.7. Рентгенографические пленки

Марка пленок	Свойства пленок		Время проявления, мин	Разрешающая способность, линий/мм	Класс пленок по свойствам и назначению	Краткая характеристика пленок
	Толщина эмульсии с каждой стороны, мк	Суммарный нанос серебра на обе стороны, г/м ²				
РТ-1 (РТ-1Д)	20—21	18—25	10	68—73	III	Высокочувствительная к излучению безэкранная пленка, отличается наивысшей чувствительностью к гамма- или рентгеновскому излучению
РТ-2	18—19	15—16	10	73—78	IV	Высокочувствительные к излучению экранные пленки, отличаются наивысшей чувствительностью к излучению и высокой контрастностью при использовании флуоресцирующих экранов. Пленки мало контрастны при использовании их без флуоресцирующих экранов
РМ-1	17—18	11—12	10	73—78		
РМ-2	20—21	—	10	73—78		
РМ-3	21—22	—	10	78		
РТ-4М	21—25	24	6—12	110—140	II	Мелкозернистые высококонтрастные безэкранные пленки. Вследствие большой чувствительности к излучениям получили применение как с металлическими экранами, так и без них
РНТМ-1Д	—	25	4—8	110—140		
РТ-5 (РТ-5Д)	15—16	21—22	6—12	140—180	I	Особо мелкозернистая и высококонтрастная безэкранная пленка, обеспечивает получение снимков высокого качества как с металлическими экранами из свинцовой и оловянисто-свинцовой фольги, так и без них

Таблица 14.8. Типы рекомендуемых рентгенографических пленок (по ОСТ 108.004.110-80)

Вид излучения	Категория по ИК 1514-72	Толщина просвечиваемого металла, мм	Тип радиографической пленки
Рентгеновское	I (сварные соединения I контура)	До 10 включительно Свыше 10	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
	I (сварные соединения, не входящие в I контур)	До 5 включительно Свыше 5	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
	II и III	Независимо от толщины	РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
Гамма излучение	I (сварные соединения I контура)	До 20 включительно Свыше 20	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
	I (сварные соединения, не входящие в I контур)	До 10 включительно Свыше 10	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
	IIA	До 5 включительно Свыше 5	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д
	IIБ и III	До 2,5 включительно Свыше 2,5	РТ-5, РТ-4М, РТ-5Д, РТ-1, РТ-1Д, РТ-4М, РТ-5, РТ-5Д

Примечания: 1. Вместо указанных допускается применение других отечественных пленок с аналогичными характеристиками.

2. При контроле сварных соединений оборудования и трубопроводов, не подлежащих «Правилам устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок» Госгортехнадзора СССР, тип рентгенографической пленки не регламентируется.

При выборочном контроле, если весь контролируемый участок размещается на одном снимке, длина снимка должна выходить за пределы изображения участка не менее 10 мм с каждой стороны. Ширина снимка должна обеспечивать получение изображения сварного шва и прилегающих к нему участков основного металла шириной не менее 20 мм с каждой стороны (при толщине свариваемых кромок свыше 10 мм).

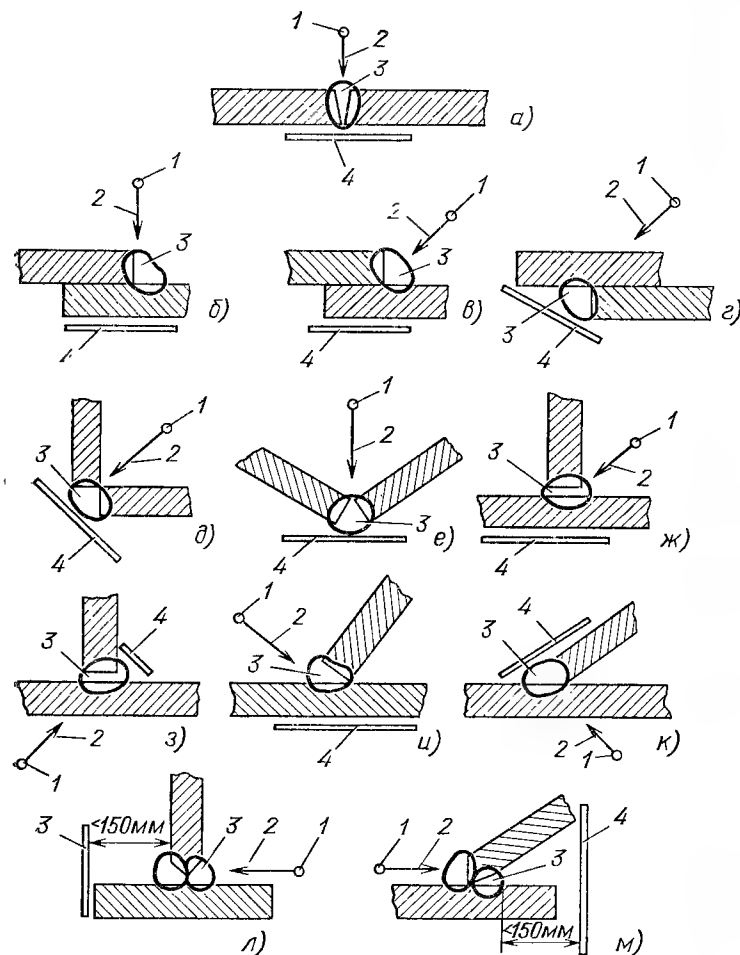


Рис. 14.6. Схемы контроля сварных швов стыковых, нахлесточных, угловых и тавровых соединений металлоконструкций.

а — стыковые соединения; б, в, г — нахлесточные соединения; д, е — угловые соединения; ж, з, и, к, л, м — тавровые соединения; 1 — источник излучения; 2 — центральный луч; 3 — контролируемый участок; 4 — кассета.

Маркировка радиографических снимков производится маркировочными знаками, устанавливаемыми на контролируемом участке или непосредственно на кассете с пленкой так, чтобы их изображение на снимке не накладывалось на изображение контролируемого сварного шва. Маркировочными знаками обозначают условный номер оператора.

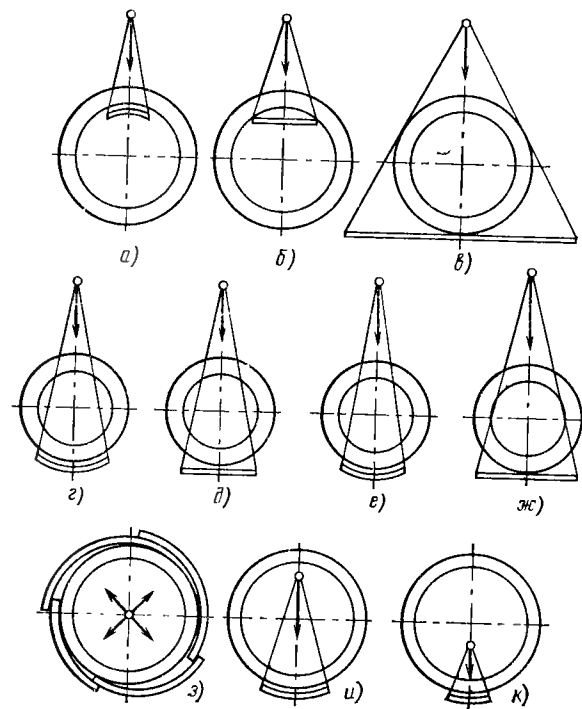


Рис. 14.7. Схемы контроля стыковых сварных соединений цилиндрических и сферических пустотелых изделий.

а, б, з, и, к — через одну стенку; в, г, д, е, ж — через две стенки.

ра-дефектоскописта, сварного шва и контролируемого участка. Эталоны чувствительности — проволоочные, канавочные и пластинчатые — равнозначны. Устанавливаются они, как правило, со стороны, обращенной к источнику.

В зависимости от конструкции, материала и толщины контролируемого шва выбираются схемы контроля просвечиванием (рис. 14.6, 14.7).

Расстояние от источника излучения до кассеты с рентгенографической пленкой (фокусное расстояние) выбирается в зависимости от схемы просвечивания, толщины просвечиваемого металла, размеров активной части (фокусного пятна) источника излучения (табл. 14.9).

Время экспозиции выбирается таким, чтобы оптическая плотность изображения контролируемого участка шва, околошовной зоны и эта-

Таблица 14.9 Выбор фокусного расстояния от источника излучения до кассеты с рентгенографической пленкой

Схема контроля	Фокусное расстояние, мм
См. рис. 14.6, 14.7, б	$F \geq \left(\frac{\Phi}{U} + 1 \right) (S + H);$ $F \geq 5S + H$
См. рис. 14.7, а	$F \geq \left(\frac{\Phi}{U} + 1 \right) S;$ $F \geq 5S$
См. рис. 14.7, г	$F \geq 1,4 \left(\frac{\Phi}{U} + 1 \right) S;$ $F \geq 7S$
См. рис. 14.7, в, е, ж	$F \geq 2 \left(\frac{\Phi}{U} + 1 \right) R$ $F \geq 10R$

Примечание. F — фокусное расстояние, мм; Φ — максимальный размер активной части источника излучения, мм; U — максимально допустимая геометрическая нерезкость изображения дефектов на снимке, мм; S — максимальная толщина контролируемого сварного соединения в направлении просвечивания, мм; H — расстояние от пленки до обращенной к ней поверхности контролируемого изделия, мм; R — внешний радиус контролируемого сварного изделия, мм.

Таблица 14.10. Число снимков при контроле по схеме рис. 14.7,а

Отношение F/R	Число снимков при r/R , не менее				
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
До 1,2	16	14	13	12	11
От 1,2 до 1,5	15	13	12	11	10
От 1,5 до 2,0	14	12	11	10	9
Свыше 2,0 до 4,0	13	11	10	9	8
Свыше 4,0 до 20,0	12	10	9	8	7
Свыше 20,0	11	9	8	7	6

Продолжение табл. 14.10

Число снимков при контроле по схеме рис. 14.7, б
(при $l=2r$)

Отношение r/R	Число снимков, не менее
От 0,5 до 0,6	6
От 0,6 до 0,75	5
От 0,75 до 0,9	4
Свыше 0,9	3

Число снимков при контроле по схеме рис. 14.7, г

Отношение F/R	Число снимков при r/R , не менее	
	до 0,7	свыше 0,7
От 2,0 до 2,5	4	3
От 2,5 до 5,0	5	4
От 5,0 до 40,0	6	5
Свыше 40,0	7	6

Число снимков при контроле по схемам рис. 14.7, в, е, ж

Отношение r/R	Число снимков, не менее
От 0,5 до 0,6	4
От 0,6 до 0,7	3
Свыше 0,7	2

лонов чувствительности была не менее 1,5 и не более 3,0 ед. оптической плотности.

Минимальное число снимков при контроле стыковых швов труб, контролируемых по схемам, приведенным на рис. 14.7, выбирается по табл. 14.10.

Чувствительность радиографических снимков в зависимости от толщины просвечиваемого металла при контроле в монтажных условиях должна быть не ниже требований, приведенных в табл. 14.11.

Расшифровку радиографических снимков производят в затемненном помещении с применением специальных осветительных приборов-негатоскопов. Просмотр, расшифровку и оценку качества контролируемого сварного соединения допускается производить только по сухим снимкам.

Готовый снимок не должен иметь пятен, полос, загрязнений и механических повреждений, затрудняющих его расшифровку и оценку качества контролируемого сварного соединения.

Таблица 14.11. Чувствительность при радиографическом контроле в условиях монтажных участков при применении переносных (передвижных) установок (ОСТ 108.004.110-80)

Проволочные эталоны чувствительности			Канавочные эталоны чувствительности		
Просвечиваемая толщина, мм	Номер эталона	Чувствительность (диаметр проволоки), мм	Просвечиваемая толщина, мм	Номер эталона	Чувствительность (глубина канавки), мм
От 1 до 3 включительно	1	0,10	До 4 включительно	1	0,10
От 3 до 4 включительно	1	0,16			
От 4 до 6 включительно	2	0,20			
От 6 до 8,8 включительно	2	0,25			
От 8,8 до 12 включительно	2	0,32	От 4 до 8 включительно	1	0,20
От 12 до 16 включительно	3	0,40	От 8 до 12 включительно	1	0,30
От 16 до 21,6 включительно	3	0,50	От 12 до 16 включительно	1	0,40
От 21,6 до 30,8 включительно	3	0,63	От 16 до 20 включительно	1	0,50
От 30,8 до 42 включительно	3	0,80	От 20 до 28 включительно	1	0,60
От 42 до 60 включительно	3	1,00	От 28 до 42 включительно	2	0,75
От 60 до 88 включительно	4	1,25	От 42 до 60 включительно	2	1,00
От 88 до 120 включительно	4	1,60	От 60 до 80 включительно	2	1,25
			От 80 до 100 включительно	2	1,50
			От 100 до 120 включительно	2	1,75

Примечание. В случае контроля угловых, нахлесточных и тавровых соединений чувствительность может быть снижена в 1,5 раза. В случае просвечивания труб, через две стенки чувствительность контроля может быть снижена в 1,3 раза.

После расшифровки снимков составляют заключение о результатах контроля с указанием объекта, номера и длины контролируемого участка, источника излучения, характеристики контролируемого соединения (толщины стенки и др.), вида и характера выявленных дефектов, оценки качества шва. К заключению должна быть приложена схема

расположения контролируемых участков шва. Снимки хранятся в специальных металлических шкафах в строгом порядке в соответствии с записями в журнале.

Контроль качества сварных соединений радиографическими методами осуществляется в соответствии с «Ведомственной инструкцией по радиографическому контролю сварных соединений металлоконструкций, трубных систем и трубопроводов при изготовлении, монтаже и ремонте оборудования ТЭС» № 19-107, контроль оборудования АЭС — в соответствии с ОСТ.108.004.110-80 «Соединения сварные оборудования атомных электростанций. Радиографический контроль» с учетом требований ГОСТ 7512-75.

Оценка качества по результатам радиографического контроля осуществляется в соответствии с нормами, установленными ПК-1514-72 и РТМ-1С-81 либо другой действующей нормативно-технической документацией.

14.8. УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ

Ультразвуковая дефектоскопия — метод контроля, основанный на исследовании распространения ультразвуковых волн, представляющих собой механические колебания низкой частоты (0,2—10 МГц). При наличии на пути распространения колебаний дефектов

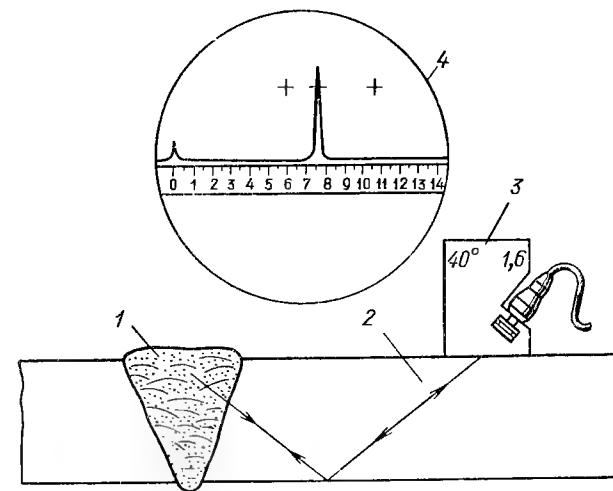


Рис. 14.8. Схема ультразвукового контроля сварного соединения. 1 — сварной шов; 3 — призматический искатель; 2 — распространение ультразвуковых колебаний; 4 — осциллограмма дефектоскопа.

нарушается нормальный процесс распространения, вызывая отражение волны, что фиксируется приемником дефектоскопа. Контроль проводится с помощью импульсных дефектоскопов (табл. 14.12), работающих в комплекте с призматическими искателями с углами наклона призм 30°, 40°, 50° и более, а также с прямыми искателями. Искатели рабо-

Таблица 14.12. Ультразвуковые дефектоскопы для ручного неразрушающего контроля сплошности металла

Марка дефектоскопа	Наименование прибора и его назначение	Рабочая частота, МГц	Глубина прозвучивания, мм	Напряжение переменного тока, В	Потребляемая мощность, Вт	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
УДМ-1М	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для обнаружения дефектов и определения их координат	0,8; 1,8 2,5; 5,0	До 2500	220, 127	130	220×335×423	14
УДМ-3	То же	0,6; 1,8; 2,5; 5,0	1—2500	36 и 220	180	220×335×423	19
УД-10П (взамен ДУК-66)	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп на транзисторах со встроенным АСД и трехступенчатым ВРЧ с глубиной регулирования 40 дБ	0,5; 1,25; 2,5; 5,0; 10; 25	До 2500	24, 36, 220	55	350×180×450	12
УД-24 (взамен ДУК-66ПМ)	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для обнаружения дефектов (расслоений, раковин, трещин, включений) с цифровой индикацией глубины залегания дефектов	1,25; 2,5; 5,0; 10,0	До 2500	220 и аккумуляторы 9	—	—	8
УД-10УА (универсальный базовый)	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для работы в лабораторных условиях	1,0—6,1	До 5000	220	280	487×477×195	9,5

Продолжение табл. 14.12

Марка дефектоскопа	Наименование прибора и его назначение	Рабочая частота, МГц	Глубина прозвучивания, мм	Напряжение переменного тока, В	Потребляемая мощность, Вт	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
„Кварц-15“	Толщиномер ультразвуковой импульсный для определения толщины стенок трубопроводов в монтажных и ремонтных условиях	2,5—5,0	1,2—200	Аккумулятор 6—8,5	—	62×172×170	2,0
УИТ-Т10	Ультразвуковой импульсный толщиномер для определения толщин стенок металлических изделий и трубопроводов		1,0—30,0	Аккумулятор	—	245×175×160	4,0
ДУК-13ИМ	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп (портативный нагрудный) для контроля сварных соединений в труднодоступных местах	1,8; 2,5	До 650	127; 220; 12 (от батареи)	(от сети) (от батареи)	274×233×115	3,5
ДУК-66	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для обнаружения внутренних дефектов и их местоположения, а также для определения толщины изделия	0,62; 1,25; 2,5 5,0; 10,0	Минимальная — 0,5 (частотой 5 МГц) и — 1,0 (частотой 10 МГц); максимальная — 0,500	220, 127, 110	300	605×395×265	24,5

Марка дефектоскопа	Наименование прибора и его назначение	Рабочая частота, МГц	Глубина прозвучивания, мм	Напряжение переменного тока, В	Потребляемая мощность, Вт	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ДУК-66ПМ	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для обнаружения внутренних и поверхностных дефектов (расслоений, трещин, раковин, включений)	1,25; 2,5; 5; 10	До 1200	24; 36; 127; 220; 6,6—9 (от аккумуляторов)	40 (от сети); 10 (от аккумуляторов)	260×160×425	9,5
ДСК-1	Импульсный ультразвуковой дефектоскоп для определения структуры металлов и сплавов, позволяет обнаруживать трещины, раковины, поры, расслоения	0,65; 1,25; 2,5; 5; 10	До 1500	110, 127, 220	300	240×340×515	25
УТ-ЗПЦ	Ультразвуковой импульсный толщиномер с цифровой индикацией для измерения толщины изделий из металлов, керамики, некоторых пластмасс и др.	—	0,2—100	220 и от аккумуляторов	7,5	280×210×135	6

тают в импульсном режиме, что позволяет осуществлять излучение и прием ультразвуковых волн попеременно одним и тем же искателем.

Поверхность сварного соединения, по которой перемещают искатель, не должна иметь вмятин и неровностей, должна быть очищена от брызг металла, грязи и отслаивающейся окисной и покрыта слоем жидкой контактирующей среды (автолом-8, -10, -18, компрессорным трансформаторным или машинным маслом), обеспечивающей необходимый для ввода ультразвуковых колебаний в металл акустический контакт искателя с поверхностью контролируемого изделия.

Из многих методов ультразвуковой дефектоскопии для контроля сварных соединений наибольшее распространение получил импульсный эхо-метод (рис. 14.8), основанный на послыске в контролируемое изделие коротких импульсов ультразвуковых колебаний и приеме отраженных эхо-сигналов от дефекта.

По амплитуде отраженных эхо-сигналов от дефектов судят об их величине, а по времени от момента послыски импульса до момента приема эхо-сигнала определяют расстояние до дефекта.

Ультразвуковой контроль сварных соединений при монтаже оборудования ТЭС и АЭС производится согласно «Основным положениям по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлов и трубопроводов тепловых электростанций» ОП 501-ПД-75 и ОСТ 108.004.108-80 «Соединения сварные и наплавки оборудования атомных электростанций. Методы ультразвукового контроля».

Оценку качества сварных соединений по результатам ультразвуковой дефектоскопии проводят в соответствии с нормами, устанавливаемыми действующей нормативно-технической документацией: для ТЭС — РТМ-1С-81, для АЭС — Правилами ПК-1514-72.

14.9. МАГНИТОПОРОШКОВАЯ, ЦВЕТНАЯ И ЛЮМИНЕСЦЕНТНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ

Магнитопорошковая дефектоскопия (МПД) основана на способности ферромагнитных частиц, находящихся в магнитном поле, ориентироваться в направлении поля и скапливаться в местах наибольшей плотности магнитного потока рассеяния в зоне расположения дефектов.

Методом МПД выявляются поверхностные и подповерхностные дефекты. При контроле предъявляются повышенные требования к чистоте обработки контролируемой поверхности.

Помимо «сухого» способа чаще применяется «мокрый» способ контроля, при котором используется суспензия состава: 15—20 г мыла, 50—60 г ферромагнитного порошка и остальное — вода из расчета на 1 л суспензии.

Контроль проводится с помощью магнитных дефектоскопов типа МПД, комплектующихся силовым трансформатором и выпрямителем. Контролируемые участки изделия намагничиваются путем пропуска через них переменного тока частотой 50 Гц, силой 1200—1400 А при напряжении 3—6 В и покрываются тонким слоем суспензии. В качестве источника питания могут быть также использованы сварочные трансформаторы (15—25 кВ·А) с реконструированной вторичной обмоткой.

Капиллярная дефектоскопия является одним из методов неразрушающего контроля, позволяющим обнаруживать дефекты, выходящие на поверхность, и применяется в основном при монтаже оборудования АЭС.

Различают методы цветной и люминесцентной дефектоскопии. Перед контролем поверхность сварного шва и околошовной зоны в пределах не менее 20 мм по обе стороны шва должна быть очищена, обезжирена и осушена.

При температуре окружающей среды от $+8$ до $+40^{\circ}\text{C}$ контролируемую поверхность обезжиривают ацетоном, бензином или специаль-

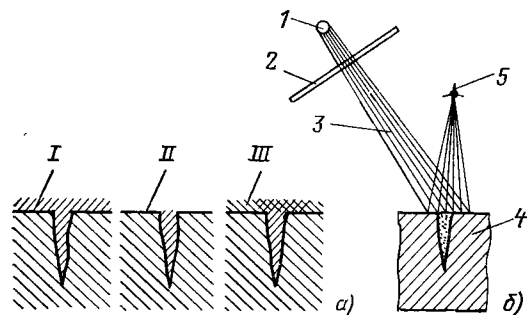


Рис. 14.9. Схемы проведения капиллярных методов контроля.

а — цветного метода; *б* — люминесцентного метода; *1* — нанесение на поверхность окрашивающего раствора; *II* — удаление с поверхности окрашивающего раствора; *III* — впитывание окрашивающего раствора слоем каolina; *1* — источник ультрафиолетового излучения; *2* — светофильтр; *3* — ультрафиолетовые лучи; *4* — контролируемая деталь; *5* — наблюдатель.

ными водными очистителями. При температуре ниже $+8^{\circ}\text{C}$ для этой цели используют спирт. Для просушки применяют горячий воздух, а в некоторых случаях — электронагревательные отражательные приборы.

После сушки наносят слой индикаторной жидкости и выдерживают в течение 10—15 мин. В течение этого времени часть жидкости затекает в полости дефектов, выходящие на контролируемую поверхность. Оставшуюся на поверхности жидкость удаляют распыленной струей воды с растворенным в ней стиральным порошком либо теплой водой с порошком с помощью ткани типа мадполам. При температуре ниже $+8^{\circ}\text{C}$ удаление производится сухой тканью с последующей протиркой тканью, смоченной в спирте. После осушки поверхность покрывают проявителем (раствор каолина в этиловом спирте), «вытягивающим» из полостей дефектов оставшуюся в них индикаторную жидкость. После просушки контролируемой поверхности и нанесения на нее проявителя горячим воздухом при температуре $+70$ — $+80^{\circ}\text{C}$ через 3—4 мин и 15—20 мин осматривают контролируемую поверхность (желательно использовать лупу 4—7-кратного увеличения). При контроле цветным методом в местах поверхностных дефектов на белом слое проявителя будут ясно видны красные следы индикатора, по которым определяют характер дефектов.

Контроль цветной дефектоскопией проводится по ОСТ 34-42-545-81 «Соединения сварные оборудования атомных электростанций. Дефектоскопия капиллярная. Цветной и люминесцентный методы».

При контроле люминесцентной дефектоскопией индикаторная жидкость содержит люминофорные составляющие и поэтому осмотр контролируемой поверхности *4* производится в ультрафиолетовых лучах (рис. 14.9).

Источник ультрафиолетового излучения *1* со светофильтром *2* испускает ультрафиолетовые лучи *3*, которые попадают на контролируемую поверхность *4*. Если на контролируемой поверхности имеются дефекты (поры, трещины), то индикаторная жидкость, оставшаяся в полостях дефектов и «вытянутая» проявителем на поверхность, будет ярко светиться при облучении ультрафиолетовыми лучами.

Оценка качества сварного соединения по результатам контроля методами капиллярной дефектоскопии для оборудования АЭС производится в соответствии с требованиями ПК-1514-72.

14.10. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

Лабораторные методы контроля включают определение твердости металла шва, испытания механических свойств, металлографические исследования и исследования на стойкость против межкристаллитной коррозии.

Определение твердости металла проводится для проверки качества термической обработки сварных соединений или качества подогрева в случае приварки штуцеров (труб) к коллекторам из хромомолибденованадиевой стали без последующей термообработки.

Измерение твердости по Бринеллю заключается во вдавливании в образец металла под определенной нагрузкой шарика из твердой закаленной стали. Диаметр отпечатка измеряют по двум взаимно перпендикулярным направлениям с помощью переносного измерительного прибора. Проведение испытания твердости допускается по методам Виккерса и Роквелла.

Замеру твердости переносными твердомерами при монтаже оборудования ТЭС в соответствии с РТМ-1С-81 подлежат поверхности сварных швов труб, выполненных из легированной стали перлитного и мартенситно-ферритного классов с использованием соответствующих легированных присадочных материалов и прошедших термообработку в следующем объеме:

100% сварных соединений труб с наружным диаметром 150 мм и более;

20% (но не менее трех) общего количества однотипных сварных соединений каждого агрегата, термообработанных данным нагревательным устройством по одному и тому же режиму, для труб с наружным диаметром 100—150 мм;

не менее трех соединений (от общего количества однотипных соединений каждого агрегата, термообработанных с помощью данного нагревательного устройства) с наружным диаметром до 100 мм.

Твердость металла швов определяется с помощью переносных твердомеров (МЭИ-Т5, МЭИ-Т7, ТКП-10 и др.). На каждом контролируемом сварном шве необходимо проводить не менее трех замеров. Участки контроля должны быть зачищены до металлического блеска.

В случае получения неудовлетворительных результатов производят повторные замеры твердости металла шва того же сварного соединения на утроенном количестве точек. При неудовлетворительных результатах повторного испытания сварное соединение подлежит повторной термообработке (при завышенных значениях твердости) или бракуется (при заниженных значениях твердости). После выполнения повторной термической обработки сварного соединения металл шва должен быть вновь проконтролирован (табл. 14.13 и 14.14).

Испытания механических свойств сварных соединений и наплавленного металла включают следующие виды:

для сварного соединения — на статическое растяжение, на статический изгиб или на сплющивание (для труб с D_y менее 100 мм при толщине стенки менее 12 мм), на ударный изгиб с надрезом образца по оси шва;

Таблица 14.13. Допустимые средние значения твердости металла шва после полной термической обработки (нормализации и высокого отпуска) (по РТМ-1С-81)

Стали свариваемых труб элементов и деталей	Толщина стенки сварных соединений труб и элементов деталей	
	до 20 мм включительно	более 20 мм
15ХМ, 20ХМЛ	135—230	135—220
12Х1МФ, 20ХМФЛ	135—240	135—230
15Х1М1Ф, 15Х1М1ФЛ	150—240	150—230
12Х2МФСР	145—250	—
12Х11В2МФ (ЭИ-756)	180—260	—

Таблица 14.14. Допустимые средние значения твердости по Бринеллю для металла шва после высокого отпуска стыков трубопроводов ТЭС по РТМ-1С-81

Марка металла шва	Толщина стенки сваренных элементов, мм		
	20 мм и менее для стыковых соединений	более 20 мм для стыковых соединений, 20 и менее для угловых (тавровых) соединений	более 20 мм для угловых (тавровых) соединений
09Х1М	135—240	135—230	135—220
09Х1МФ	150—250	150—240	150—230
12Х11ВМФН	180—280	180—275	180—270

Примечания: 1. Для металла шва типа 09Х1МФ на сварных соединениях элементов из стали марки 12Х1МФ допускается снижение среднего значения твердости до 140 НВ.

2. Средние значения твердости определяются как среднее арифметическое результатов отдельных измерений, причем значения твердости не должны выходить из установленных данной таблицей норм более чем на 7% соответствующего предела.

для металла шва — на статическое растяжение (только в случаях, предусмотренных специальными требованиями);

для наплавленного металла при испытании сварочных материалов — на статическое растяжение.

Испытания проводятся при нормальной (комнатной) температуре. В некоторых случаях, специально оговоренных в технических условиях, испытания могут проводиться при повышенной температуре.

Форма и размеры образцов для испытаний механических свойств сварных соединений устанавливаются ГОСТ 6996-66 «Сварные соединения. Методы определения механических свойств».

Образцы должны изготавливаться только механическим способом. Заготовки (темплеты), из которых изготавливаются образцы, следует вырезать из сварных соединений также механическим способом. Допускается (до проведения термической обработки) вырезать заготовки (темплеты) из сварных стыков труб с толщиной стенки 12 мм и более газопламенным способом (для перлитной стали) или электродутсовым способом, например плазменной дугой или воздушно-дуговым методом (для высоколегированной стали), при этом припуск на последующую механическую обработку должен составлять со стороны реза не менее 5 мм.

Требуемый объем испытаний сварных образцов (количество контрольных сварных соединений) на механические свойства устанавливается РТМ-1С-81, ПК-1514-72. Из каждого стыкового соединения (контрольного или производственного стыка) изготавливаются и испытываются два образца на растяжение, два образца на статический изгиб и три образца на ударный изгиб (с надрезом по центру шва). Из контрольных стыков газопроводов (горючего газа) и технологических трубопроводов, не подведомственных Госгортехнадзору СССР, испытываются три образца на растяжение и три на статический изгиб. Механические испытания контрольных стыков труб с условным проходом менее 100 мм (для ТЭС — с наружным диаметром менее 133 мм) при толщине стенки менее 12 мм могут проводиться как на отдельных образцах, вырезанных из стыка, так и на целых стыках со снятым усилением и удаленным гратом. В последнем случае испытание на изгиб заменяется испытанием на сплющивание, а минимальное количество контрольных стыков, испытанных на растяжение и сплющивание, не должно быть менее одного для каждого из указанных видов испытаний.

Испытание на растяжение является обязательным для сварных соединений, подвергаемых 100%-ному контролю ультразвуком или просвечиванием на АЭС — для сварных соединений IIБ категории, не подвергаемых термообработке, а также сварных соединений III категории.

Испытание на ударную вязкость не является обязательным для ТЭС — для элементов котлов с $p_{раб} \leq 100$ кгс/см² и $t_{раб} \leq 450^\circ\text{C}$ и трубопроводов пара и горячей воды 2—4 категорий, трубопроводов системы регулирования турбины, трубопроводов горючего газа, мазутопроводов, маслопроводов, а также для всех сварных соединений с толщиной стенки труб и деталей менее 12 мм.

На АЭС испытания на ударный изгиб проводятся только на сварных соединениях сталей перлитного класса при толщине свариваемых деталей 12 мм и более и не являются обязательными для сварных соединений IIБ и IIIБ категорий.

При неудовлетворительных результатах по какому-либо виду испытания проводится повторное испытание на удвоенное количество образцов, а применительно к трубопроводам ТЭС 3—4 категорий, трубопроводам с $D_n \leq 200$ мм, $S \leq 15$ мм, $p \leq 39$ кгс/см², поверхностям нагрева котлов $p \leq 80$ кгс/см², а также трубопроводам газа, мазута и масла — на утроенном количестве образцов.

Механические испытания контрольных угловых и тавровых соединений не проводятся.

Металлографические исследования проводятся для определения физической сплошности сварного шва и микроструктуры зон сварного соединения. Образцы (шлифы) для металлографического исследования сварных соединений необходимо вырезать поперек шва. В соответствии с требованиями РТМ-1С-81 образцы для макроисследования всех сварных соединений и для микроисследования сварных соединений элементов с толщиной стенки менее 25 мм должны включать все сечение шва (с подкладным кольцом), зоны термического влияния по обе стороны шва и прилегающие к ним участки основного металла, не затронутые нагревом от сварки. Образцы для микроисследования сварных соединений элементов с толщиной стенки 25 мм и более могут включать лишь часть сечения соединения, при этом расстояние от линии сплавления до края образца должно быть не менее 12 мм, а площадь контролируемого сечения — из расчета не менее чем 25×25 мм. При изготовлении образцов для металлографического исследования угловых и тавровых сварных соединений трубных элементов контролируемые сечения должны выбираться вдоль оси штуцера (трубы). Исследование макроструктуры сварных соединений шипов и ребер с трубами должно проводиться на поперечном разрезе пробного образца.

Образцы (шлифы) должны изготавливаться только механическим способом. В случае вырезки темплетов, из которых изготавливаются образцы, огневым способом необходимо предусмотреть припуск 10 мм со стороны реза на последующую механическую обработку. Вырезка огневым способом должна проводиться до термической обработки сварного соединения.

Макроанализ проводится внешним осмотром с применением лупы 4—7-кратного увеличения протравленной поверхности шлифов поперечного сечения, а в некоторых случаях — протравленной наружной поверхности сварных соединений или мест выборок после удаления дефектов. Контролируемая поверхность перед травлением должна быть не ниже 3-го класса. Микроанализ проводится при увеличении участков микрошлифов, имеющих поверхность 4-го класса чистоты, в 100 раз и более. Перед исследованием (под микроскопом) поверхность микрошлифов подвергается травлению.

Металлографические исследования должны проводиться в объеме, устанавливаемом РТМ-1С-81, ПК-1514-72.

При испытании трубчатых образцов шпиф изготавливается из отдельного стыка. В случае получения неудовлетворительных результатов анализа назначается повторное проведение металлографических исследований в удвоенном объеме. В случае последующей неудовлетворительной оценки сварные производственные стыки подлежат перварке.

Качество сварных соединений при механических испытаниях и металлографических исследованиях образцов оценивается по нормам, устанавливаемым РТМ-1С-81, ПК-1514-72. Показатели механических исследований образцов одного сварного соединения должны определяться как среднеарифметическое из результатов, полученных при испытании отдельных образцов. Испытания считаются неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов дал результаты, отличающиеся от установленных норм более чем на 10% в сторону снижения, а для ударной вязкости — на $2 \text{ кгс} \cdot \text{м}/\text{см}^2$, при этом средние значения должны быть в пределах указанных в нормах требований.

Показатель концентрации дефектов K_d определяется как сумма наибольших линейных размеров по высоте шва всех допустимых дефектов, выявленных в любой полосе шириной 10 мм, проходящей по высоте шва или параллельно линии сплавления.

При металлографическом исследовании сварных соединений шипов с трубами суммарная протяженность несплошности (по линии сплавления шипа с трубой), включая окисные пленки и шлаковые включения, не должны превышать 25% номинального диаметра шипа при глубине проплавления не более 50% толщины стенки трубы.

Испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии проводится для установления коррозионной стойкости сварных соединений (и наплавки) из аустенитной стали, работающих в коррозионных средах. Испытание образцов, отражающих условия работы оборудования атомных электростанций, проводится без проводящего нагрева. Специальные сварные образцы с высокой чистой поверхности (не ниже 7 класса) кипятят в водном растворе медного купороса и серной кислоты в присутствии медной стружки в течение 24 ч и после промывки и сушки подвергают статическому изгибу на угол 90° . В заключение проводится визуальный осмотр поверхности образца в зоне изгиба с применением лупы 8—10-кратного увеличения. Отсутствие поперечных трещин на образце со стороны растянутого волокна указывает на стойкость сварного соединения против межкристаллитной коррозии.

14.11. КОНТРОЛЬ ГЕРМЕТИЧНОСТИ

Контроль герметичности осуществляется для выявления сквозных дефектов сварных соединений и металлов, трещин, испаров, прожогов и т. д.

Все конструкции, подлежащие контролю на герметичность, по допускаемым минимальным натеканиям относятся к одному из пяти классов герметичности, каждому из которых соответствует своя группа методов контроля (табл. 14.15).

Необходимость контроля герметичности и класс герметичности или способ испытаний устанавливаются рабочими чертежами. Применяются газовые и жидкостные методы контроля герметичности.

К газовым методам относятся масс-спектрометрический с использованием гелиевых теческательей, галондный с использованием галондных теческательей, опрессовка газом, испытания вакуум-камерой.

К жидкостным методам относятся метод гидравлического давления, люминесцентный метод керосиновой пробы.

При монтаже оборудования АЭС широкое применение находят разновидности масс-спектрометрического метода контроля герметичности, из которых наиболее часто применяются методы гелиевого шупа и обдувания поверхности гелием. Сущность метода гелиевого шупа заключается в том, что испытываемое изделие 3 (рис. 14.10) заполняется гелиево-воздушной смесью с помощью баллона 7 через редуктор 6 до давления выше атмосферного. Гелий, проникающий через имеющиеся в испытываемом изделии сквозные неплотности, улавливается шупом 2, попадает в камеру масс-спектрометра теческательей 1 и фиксируется оператором. Метод позволяет определять место расположения выявляемых сквозных дефектов.

Сущность метода обдувания гелием состоит в том, что объект, подвергаемый контролю, откачивают до определенного вакуума, после чего наружную поверхность объекта обдувают струей гелия. При на-

Таблица 14.15. Классификация методов контроля герметичности

Класс герметичности	Диапазон минимальных выявляемых натеканий (дефектов) по воздуху		Метод контроля	Требования, предъявляемые к изделию при подготовке к проведению контроля герметичности		
	см³/год	л. мм рт. ст./с		Осушка изделий нагревом, °С		Избыточное давление $p_{и}$, кгс/см², пробного вещества или вакуум в изде- лии $p_{ост}$, мм рт. ст.
				на воз- духе	при вакуу- мировании изделий	
I	От $2 \cdot 10^{-2}$ до $2 \cdot 10^{-1}$	От $5 \cdot 10^{-7}$ до $5 \cdot 10^{-6}$	Гелиевая (вакуумная) камера	250—300	400	1
II	От $2 \cdot 10^{-1}$ до 2	От $5 \cdot 10^{-6}$ до $5 \cdot 10^{-5}$	Гелиевая (вакуумная) камера Гелиевый шуп	250—300 250—300	— —	$0,2$ 5
			Обдувание гелием поверхности Люминесцентно-гидравлический	250—300 Не требуется	—	$p_{ост} = 5 \cdot 10^{-2}$ $p \geq 50$
III	От 2 до 4	От $5 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-4}$	Гелиевая (вакуумная) камера Гелиевый шуп	150—200 150—200	80—100 80—100	$0,2$ $1 \leq p_{и} < 5$
			Обдувание гелием поверхности	150—200	80—100	$p_{ост} = 5 \cdot 10^{-2}$
IV	От 4 до $2 \cdot 10^3$	От $1 \cdot 10^{-1}$ до $5 \cdot 10^{-2}$	Гидравлический с люминесцентным индикаторным покрытием Люминесцентно-проникающих жидкостей	Не требуется То же		$p_{и} \geq 50$ —
			Люминесцентно-гидравлический Гелиевая (вакуумная) камера	80—100	—	$25 \leq p < 50$ $0,2$
			Гелиевый шуп	80—100	—	$0,5 \leq p_{и} < 1$
			Обдувание гелием поверхности	80—100	—	$p_{ост} = 5 \cdot 10^{-2}$
			Галогидный шуп	80—100	—	4

Продолжение табл. 14.15

Продолжение табл. 14.15

Класс герметичности	Диапазон минимальных выявляемых натеканий (дефектов) по воздуху		Метод контроля	Требования, предъявляемые к изделию при подготовке к проведению контроля герметичности		
	см³/год	л. мм рт. ст./с		Осушка изделий нагревом, °С		Избыточное давление $p_{и}$, кгс/см², пробного вещества или вакуум в изделии $p_{ост}$, мм рт. ст.
				на воз- духе	при вакуу- мировании изделий	
IV	от 4 до $2 \cdot 10^3$	от $1 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-2}$	Гидравлический с люминесцентным индикаторным покрытием Люминесцентно-проникающих жидкостей	Не требуется	$5 \leq p_{и} < 50$	
				То же	—	
V	свыше $2 \cdot 10^3$	Свыше $5 \cdot 10^{-2}$	Гелиевая (вакуумная) камера Гелиевый шуп	Производится дрена- рование воды после гидравлических ис- пытаний. Осушка изделий или их участков, ранее подвергавшихся гид- равлическим ис- пытаниям или контакту с органическими жидкостями (после проведения контроля методами капилляр- ного и ультразвуко- вого контроля и т. п.), не требуется	1 1	
			Обдувание гелием поверхности Галогидный шуп		$p_{ост} = 5 \cdot 10^{-2}$	
			Гидравлический с люминесцентным индикаторным покрытием Люминесцентно-проникающих жидкостей		$1 \leq p_{и} < 5$ —	
			Испытание вакуум-камерой Керосиновая проба по ГОСТ 3285-77		$p_{ост} \leq 1 \cdot 10^{-1}$ —	
			Опрессовка воздухом по ГОСТ 3285-77		Не требуется Давление воздуха определяется по ГОСТ 3285-77	

Примечание. Допускается проведение контроля сварных швов по заданному классу герметичности без нагрева горячим воздухом при выполнении следующих условий по хранению изделий:

а) контролируемые участки должны быть защищены от попадания загрязнений и жидких сред и до контроля герметичности не должны подвергаться испытаниям с применением жидких сред (гидравлическим испытаниям, капиллярной, магнитно-порошковой и ультразвуковой дефектоскопии); б) на поверхности не должна конденсироваться влага атмосферного воздуха (при резком повышении температуры окружающего воздуха). Для предотвращения этого явления следует принимать меры, руководствуясь психометрическими таблицами соотношений температуры окружающего воздуха, относительной влажности и точки росы.

личии сквозного дефекта гелий попадает во внутреннюю полость объекта, соединенную с теченскателем, и фиксируется последним.

Метод контроля галлоидными теченскателями заключается в том, что испытываемое изделие заполняется фреоновоздушной смесью до давления выше атмосферного (до 5 кгс/см²). Благодаря разности давлений фреон проникает через имеющиеся неплот-

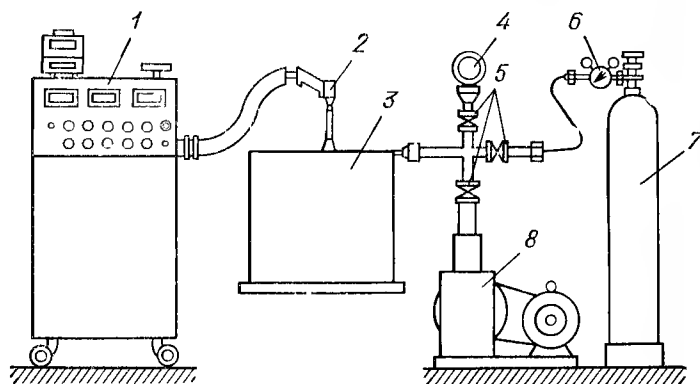


Рис. 14.10. Схема установки для контроля методом гелиевого шупа.

1 — гелиевый теченскатель; 2 — шуп-улавливатель; 3 — контролируемый сварной сосуд; 4 — вакуумметр; 5 — вентиляционные клапаны; 6 — редуктор; 7 — баллон с гелием; 8 — вакуумный насос.

ности и улавливается шупом теченскателя, соединенным электрическим кабелем с измерительным блоком теченскателя.

Метод люминесцентно-гидравлического контроля состоит в том, что в испытываемой конструкции создается давление водяного раствора люминофора определенной концентрации с выдержкой в течение заданного времени (15—60 мин). При наличии сквозных дефектов раствор проникает на наружную поверхность изделия, и по его свечению в ультрафиолетовых лучах устанавливается место расположения дефекта. Поверхность контролируемых сварных швов должна быть обезжирена.

Гидравлический метод с люминесцентным индикаторным покрытием предназначен для одновременного контроля прочности и герметичности изделия и заключается в том, что на поверхность контролируемого изделия наносит индикаторное покрытие, изделие опрессовывают водой, выдерживают при испытательном давлении, после чего осматривают контролируемую поверхность в лучах ультрафиолетового света. При наличии сквозного дефекта вода проникает на наружную поверхность изделия и смачивает индикаторное покрытие. Последнее имеет в своем составе сорбент, удерживающий воду в течение длительного времени, и люминесцентное вещество, которое при контакте с водой начинает светиться в ультрафиолетовых лучах.

Метод контроля герметичности люминесцентными проникающими жидкостями основан на явлении капиллярного проникновения жидкости, обладающей высокой смачивающей способностью, в сквозные дефекты и на световом контрасте следов

жидкости, проникающей через сквозной дефект на осматриваемую в лучах ультрафиолетового света поверхность. При проведении этого метода контроля на поверхность изделия наносится проникающая жидкость, а на противоположную поверхность — адсорбирующее покрытие. После выдержки в течение заданного времени производится осмотр поверхности с адсорбирующим покрытием, освещенной ультрафиолетовыми лучами. В местах сквозных дефектов наблюдается свечение люминесцентной жидкости.

Испытание керосином основано на его способности проникать через капиллярные неплотности, каковыми в сварных швах являются сквозные поры и трещины. Керосин обладает высокой смачивающей способностью и сравнительно малой вязкостью, что обеспечивает достаточно высокую эффективность этого способа контроля. Основной металл испытываемой конструк-

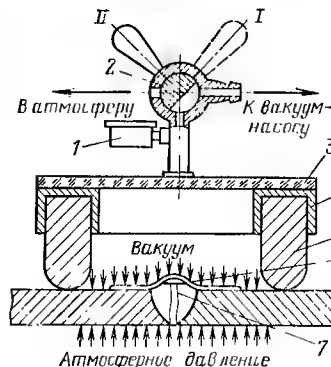


Рис. 14.11. Схема вакуумного контроля сварных соединений с помощью плоской вакуум-камеры.

1 — вакуумметр; 2 — трехходовой кран; 3 — крышка; 4 — рамка; 5 — губчатая резина; 6 — мыльный пузырек; 7 — неплотность сварного соединения; I — положение крана при срыве вакуума; II — положение крана при вакуумировании.

ции обстучивают на расстоянии 30—40 мм от шва, тщательно зачищают сварное соединение и покрывают его меловым раствором. После высыхания этого раствора другую сторону шва обильно смачивают керосином и выдерживают в течение 12—24 ч. Керосин, проникая через сквозные дефекты сварных швов, оставляет темные пятна на меловом покрытии обратной стороны сварного соединения.

При испытании избыточным давлением воздуха одну сторону сварного шва промазывают мыльным раствором, а другую обдувают сжатым воздухом под давлением 0,4—0,5 МПа. Если изделие представляет собой замкнутый сосуд, то в него подается сжатый воздух. Сквозные дефекты обнаруживают по появлению пузырей на промазанной мыльным раствором стороне шва.

При строительстве атомных электростанций для контроля герметичности изделий больших объемов применяется метод наполнения внутреннего объема сжатым газом (воздухом, гелием и др.) под давлением, величина которого определяется техническими условиями. Герметичность изделия определяется величиной падения давления за указанное в технических условиях время, при этом местоположение обнаруженных дефектов установить не удастся.

Метод контроля местным вакуумированием применяется в тех случаях, когда применение других методов контроля герметичности технически невозможно. Вакуум создается при помощи переносной вакуум-камеры (рис. 14.11), состоящей из рамки 4, плексигласовой крышки 3 и прокладки из губчатой резины 5, которую устанавливают на наиболее доступной стороне проверяемого участка шва 7, предварительно обильно смоченной мыльным раствором. Откачка

воздуха из ограниченного вакуум-камерой и поверхностью испытываемой конструкции пространства и получение разрежения 500—600 мм рт. ст. производится вакуумными насосами. В результате разности давлений по обеим сторонам шва воздух будет проникать в камеру через сквозные неплотности сварного соединения, образуя пузыри б, которые хорошо видны через плексигласовую крышку вакуум-камеры.

Контроль гидравлическим испытанием производится для проверки прочности и герметичности сварных соединений конструкций, работающих под давлением. Для гидравлических испытаний оборудования I и II контуров АЭС, как правило, применяется обессоленная вода, чтобы исключить дополнительные загрязнения контуров. Иногда просят предписывать использование для гидравлических испытаний воды с повышенной температурой; так, при испытании I контура реактора ВВЭР-440 применяется вода с температурой не ниже 70—100°С.

Помимо гидравлических испытаний прочности конструкции могут подвергаться пневматическим и вакуумным (не гелиевым) испытаниям.

При монтаже оборудования АЭС контроль герметичности производится по ОСТ 34-42-544-81 «Соединения сварные оборудования атомных электростанций. Контроль герметичности. Газовые и жидкостные методы».

14.12. ОФОРМЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Техническая документация на работы по монтажу, сварке и контролю качества монтажных и сварочных работ технологического оборудования и трубопроводов электростанций подразделяется на учетную и отчетную. Каждая из указанных групп в свою очередь делится на техническую документацию по монтажным и по сварочным работам.

Отчетная документация по окончании работ по объекту (или узлу) передается заказчику, а учетная остается на хранении в монтажной организации.

Отчетная документация оформляется на основании заполненной учетной документации. Так, заключения и протоколы по различным видам контроля сварных соединений заполняются на основании записей в соответствующих журналах, относящихся к учетной документации.

Учетная и отчетная документация является официальным документом, подтверждающим, что работы по монтажу, сварке и контролю качества работ выполнены в соответствии с требованиями проекта и руководящих материалов.

Учетная документация по монтажным работам ведется персоналом службы технического контроля совместно с инженерно-техническими работниками, ответственными за проведение монтажных работ.

Отчетная техническая документация оформляется монтажной организацией в двух экземплярах, один из которых в полном объеме передается заказчику перед сдачей объекта (узла) в эксплуатацию, а другой остается у монтажной организации.

Оформление отчетной документации производит служба технического контроля и технический отдел монтажного участка. Технический отдел, как правило, готовит и передает заказчику паспорта со-

судов, исполнительные чертежи, копии технических решений об изменении проекта, акты поузловой готовности оборудования.

Персонал службы технического контроля принимает участие в сдаче выполненных работ заказчику после окончания монтажа узлов (позуловая сдача), при этом заказчику передаются комплекты оформленной отчетной документации, а также предъявляются узлы и детали оборудования для внешнего осмотра. Работы по тому или иному узлу считаются законченными лишь после того, как вся техническая сдаточная документация, правильно оформленная и скомплектованная, принята заказчиком без замечаний.

Помимо основных обязанностей по контролю за качеством монтажных и сварочных работ и оформлению технической документации на службы технического контроля возлагается разработка организационно-технических мероприятий по управлению качеством монтажно-сварочных работ: анализ дефектов, обнаруженных на различных стадиях монтажа тепломеханического оборудования; участие в работе по анализу причин появления брака и разработке мероприятий по их устранению; контроль за своевременным выполнением мероприятий по повышению качества изделий; проведение оценок уровня качества монтируемого оборудования и трубопроводов.

Часть VI. Опробование и пуск смонтированного оборудования

Раздел пятнадцатый

ПРЕДПУСКОВАЯ ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ОБОРУДОВАНИЯ

15.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ХИМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКЕ

В соответствии с §17.2 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 100 кгс/см² и выше должны подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами питательного тракта.

Водно-химической очистке подвергается следующее оборудование: питательные магистрали, деаэраторы, подогреватели высокого давления (ПВД), собственно котел, максимально возможная часть паропроводов и растопочных трубопроводов. Подогреватели низкого давления (ППД) подвергаются интенсивной водной промывке. Одновременно водной промывке подвергается конденсатный тракт.

Предпусковая очистка складывается из следующих операций: водная промывка или паровая продувка, обезжиривание, кислотная обработка, водная отмывка, нейтрализация и пассивация.

Водные промывки служат для удаления из контура случайных грубых и слабо держащихся на внутренней поверхности загрязнений (частицы окалины, песок, ржавчина и др.), а также отработанных промывочных растворов. Первичная водная промывка проводится после опрессовки трубопроводов промывочной схемой перед началом технологических операций. Для котлов, имеющих недренируемые поверхности нагрева, первичная водная отмывка служит для удаления «воздушных» пробок, препятствующих заполнению таких змеевиков водой и промывочными растворами. Удаление воздушных «пробок» происходит при скоростях потока 1,5—2 м/с и давлении 15—20 кгс/см².

Паровая продувка производится перед химической очисткой и является операцией, заменяющей первичные водные промывки. Подача пара давлением 35—50 кгс/см² осуществляется от стороннего источника.

Расход пара на продувку и его параметры должны быть такими, чтобы энергия парового потока в очищаемом участке примерно в 1,2 раза превышала энергию среды в номинальном режиме работы

оборудования. Потребный расход продувочного пара определяется по формуле

$$G_{\text{п}} = 1,2 \sqrt{\frac{G_{\text{н}}^2 V_{\text{н}}}{V_{\text{п}}}},$$

где $G_{\text{п}}$ — потребный расход продувочного пара, т/ч; $G_{\text{н}}$ — расход среды при работе на номинальной нагрузке, т/ч; $V_{\text{н}}$ — удельный объем среды при номинальной нагрузке, м³/кг; $V_{\text{п}}$ — удельный объем продувочного пара, м³/кг; 1,2 — коэффициент запаса.

Обезжиривание проводят только в случае заранее установленного наличия в пароводяном тракте котла существенного количества маслянистых загрязнений.

Для котлов, имеющих элементы, выполненные из аустенитных сталей, обезжиривание проводится 1—2%-ным раствором аммиака при температуре 100—110°С в течение 6—8 ч. Для остальных котлов обезжиривание проводится 1%-ным раствором едкого натра при температуре 90—100°С в течение 8—10 ч.

Применение ОП-10 или ОП-7 в качестве ингибиторов при кислотной обработке позволяет совмещать операции обезжиривания и кислотной обработки, в этом случае проведения обезжиривания не требуется.

Кислотная обработка представляет собой:

обработку 3—5%-ным раствором соляной кислоты при температуре 60±5°С;

обработку 0,5—1,5%-ным раствором трилона Б или аммонийной соли этилендиаминтетрауксусной кислоты с добавлением одной из следующих кислот: серной, концентрата низкомолекулярных органических кислот (НМК), лимонной, фталевой — для поддержания величины рН промывочного раствора, равной 3,5—4,0, при температуре 100—110°С в одну или две стадии;

При применении последних двух методов обработки предусматривается выполнение кислотных стадий после предварительного восстановления окислов железа гидразингидратом с концентрацией до 300 мг/л при температуре 100—120°С или паровой обработкой при температуре не менее 400°С в течение не менее 30 мин.

Для всех кислот скорость растворения окислов железа растет с увеличением концентрации реагента, скорости движения раствора и температуры (табл. 15.1).

Скорость движения промывочных растворов в недренируемых поверхностях нагрева котлов должна быть не менее 1,5—2 м/с, в дренируемых поверхностях нагрева котлов — 0,6—1 м/с. Для экранов барабанных котлов допускается кислотная обработка со скоростью движения жидкости 0,3 м/с. Для большинства органических кислот целесообразно увеличение скорости потока жидкости в дренируемых поверхностях нагрева более 1 м/с.

Кислотную обработку с применением растворов соляной кислоты, фталевого ангидрида, концентрата НМК осуществляют раствором этой кислоты, приготовленным на технической воде. При всех остальных способах предпочтительно применение обессоленной воды. Кислотная обработка должна проводиться только ингибированным раствором кислоты.

Целью водной отмывки является удаление кислоты или других реагентов и выпавших из раствора загрязнений из всех элементов промывочного контура. Водная отмывка производится после оконча-

ния каждой технологической операции для удаления загрязненного промывочного раствора. При этом первоначально выполняется вытеснение моющего раствора из контура, а затем — высокоскоростная отмывка по участкам на сброс. Отмывка дренаруемых поверхностей производится со скоростями не менее 1—1,5 м/с, а недренаруемых — не менее 2—2,5 м/с. Для экранов барабанных котлов допускается скорость движения воды 0,6 м/с. При циркуляционной очистке бара-

Таблица 15.1. Скорость растворения окислов железа, г/(м²·ч), в различных промывочных растворах

Среда	FeO		Fe ₃ O ₄	
	скорость движения раствора, м/с			
	0	1,5	0	1,5
4%-ная соляная кислота, 80° С	400	800—900	60	100—120
5 г/л трилона Б + 5 г/л лимонной кислоты, 100° С	100—120	260—310	20—28	80—100
3%-ный фталевый ангидрид, 100° С	170—283	323—357	1,2—1,3	2,2—4,7
Концентрат НМК при разбавлении 1 : 10, 100° С	200—230	340—360	0,5—0,6	1,8—2,6

банных котлов обеспечение необходимых скоростей во время водной отмывки достигается раздельной промывкой экранов, питательной системы и пароперегревателя.

При очистке прямоточных котлов эффективность водной отмывки достигается организацией специальных поучастковых сбросов путем устройства напорно-сбросных стояков.

Для водных отмывок используется техническая вода, если содержание взвешенных веществ в ней не превышает 100 мг/л. При более высоком содержании требуется дополнительная очистка (осветление) воды.

Продолжительность водной отмывки определяется временем, необходимым для достижения осветленности отмывочной воды на сбросе, равной исходной воде. При поучастковой водной промывке продолжительность промывки каждого участка составляет 15—20 мин. Завершающей операцией водных отмывок является замена технической воды обессоленной путем вытеснения технической воды до получения жесткости на сбросе менее 100 мкг-экв/л.

Для предотвращения образования продуктов вторичной коррозии на очищенной поверхности рекомендуется нейтрализация отмывочной воды подщелачиванием, для чего в воду при водной отмывке в течение 1 ч дозируется аммиак до pH=9,5÷10,0.

Целью пассивации является образование равномерной защитной пленки, предохраняющей металл от атмосферной коррозии в период простоя оборудования между окончанием химической очистки и вводом в эксплуатацию.

Пассивирующие растворы приготавливаются на обессоленной воде.

Рекомендуется один из следующих режимов пассивации:

1%-ным раствором нитрита натрия или аммония с добавкой аммиака до pH=10÷11 при температуре 50—60°С в течение 4—8 ч;

0,5%-ным раствором гидразина с добавкой аммиака до pH не менее 10,5 при температуре 120—200°С в течение 10—12 ч;

15—20%-ным раствором нитрита натрия при температуре 40—60°С в течение 1—2 ч (для длительной консервации).

При пассивации раствором нитрита натрия котел перед пуском тщательно отмывают от нитритов до остаточного содержания их в сбросной воде 1 мг/кг.

Пассивация может быть осуществлена также обработкой очищенных поверхностей оборудованием паром, имеющим температуру 300—450°С, в течение 8—12 ч, при этом на поверхности очищенного металла образуется окисная защитная пленка, предохраняющая металл от стояночной коррозии.

После окончания всех операций по химической очистке необходимо произвести осмотр внутренних поверхностей. Для этого после опорожнения контура производят вскрытие барабана, деаэраторов, корпусов подогревателей, коллекторов, к которым присоединялись временные трубопроводы, а также тсх коллекторов, в которых по их расположению возможно оседание шлама во время промывки.

Для оценки эффекта химической очистки вырезаются пять-шесть образцов труб из разных зон очищаемых поверхностей: в барабанных котлах — из зон с максимальным тепловосприятием, в местах возможного выпадения взвесей — из фронтного, заднего, бокового экранов, конвективного и ширмового пароперегревателей (нижние калачи), в прямоточных котлах — из нижней радиационной части, верхней радиационной части, ширм первичного перегревателя, конвективной части первичного перегревателя, ширм вторичного перегревателя. Среди образцов из экранных поверхностей желательно иметь один со сварным швом.

15.2. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ХИМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ОБОРУДОВАНИЯ

В одноконтурной схеме все поверхности нагрева энергоблока подвергаются очистке одновременно одним промывочным раствором. При организации нескольких контуров химическая очистка их проводится раздельно и последовательно.

Двухконтурная схема очистки применяется в следующих случаях: когда используются два различных реагента, применение одного из которых невозможно для отдельных поверхностей нагрева, и когда по условиям гидродинамического сопротивления прокачку промывочного раствора в один контур провести невозможно.

Контур, не подвергавшийся очистке, отглушается или отключается соответствующей арматурой. В отдельных случаях из-за сложности отключения одного из контуров (например, пароперегревателя барабанного котла) допускается его заполнение деаэрированной обессоленной водой или конденсатом.

Схема химической очистки энергоблока для максимального взаимного использования трубопроводов должна быть увязана со схемой паровой продувки.

Подогрев промывочных растворов производится в ПВД, допускается подогрев в деаэраторе. Не допускается подогрев промывочных растворов паром в барабане котла и коллекторах экранов.

Схемы очистки энергоблоков с барабанными котлами выполняются в двух вариантах.

В первом варианте при очистке оборудования энергоблока в один контур схема позволяет осуществить прокачку промывочного раствора одновременно по всем панелям экранов, змеевикам во-

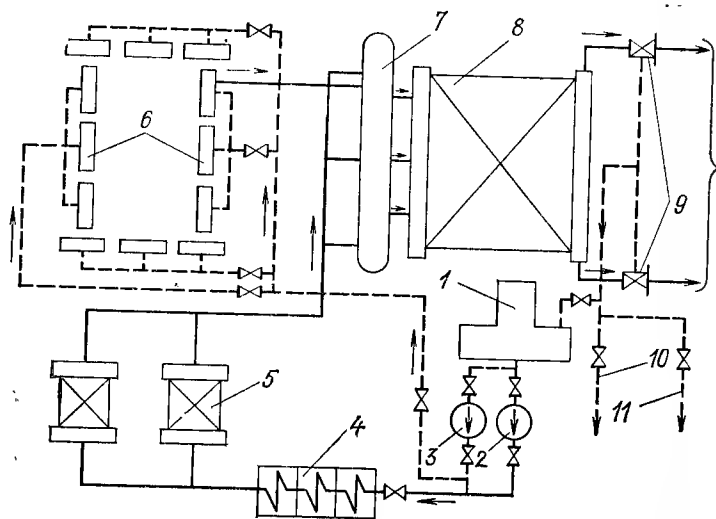


Рис. 15.1. Принципиальная схема химической очистки барабанного котла в один контур (экраны и пароперегреватель промываются по ходу рабочей среды).

1 — деаэрактор; 2 — питательный насос; 3 — промывочный насос; 4 — ПВД; 5 — водяной экономайзер; 6 — экраны; 7 — барабан; 8 — пароперегреватель; 9 — главные паровые задвижки ГПЗ-2; 10 — трубопровод сброса в бассейн-нейтрализатор; 11 — трубопровод сброса отмывочных вод; — — — эксплуатационные трубопроводы; - - - - - временные трубопроводы.

дяного экономайзера и пароперегревателя. Движение промывочного раствора производится по контуру: деаэрактор — промывочные насосы — ПВД — водяной экономайзер — панели экранов — барабан — пароперегреватель — паропровод — деаэрактор (рис. 15.1), при этом весь объем промывочного раствора проходит через контур пароперегревателя.

Во втором варианте при очистке оборудования энергоблока в два контура в первый контур включаются котел и питательные магистрали. Прокачка осуществляется по тракту: деаэрактор — промывочные насосы — ПВД — водяной экономайзер — параллельно панели экранов — барабан — деаэрактор. Во второй контур включается пароперегреватель, и прокачка растворов ведется по тракту: деаэрактор — промывочный насос — пароперегреватель — деаэрактор.

На рис. 15.2 изображена принципиальная схема химической очистки барабанного котла, в которой трубопроводы промывки и паровой продувки совмещены. Промывка осуществляется по единому замкнутому контуру: деаэрактор — промывочный насос — два парал-

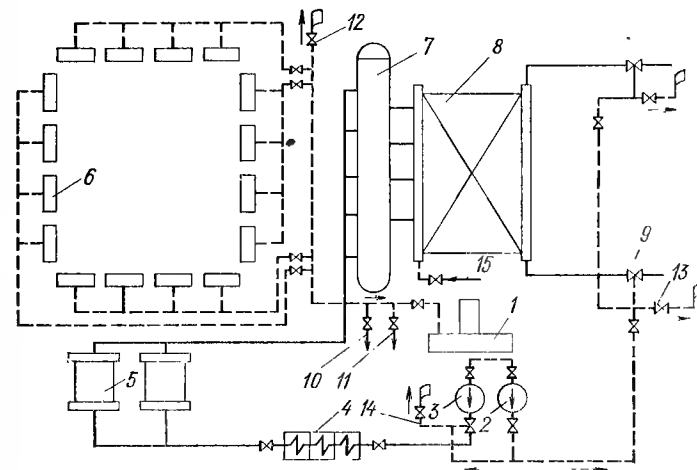


Рис. 15.2. Принципиальная схема парохимической очистки барабанного котла.

Обозначения см. на рис. 15.1.

лельных потока, объединяющихся в барабане, — паропроводы острого пара — пароперегреватель — барабан и питательный трубопровод — ПВД — водяной экономайзер — барабан. Продувочный пар подводится в коллектор насыщенного пара пароперегревателя. Продувочные выхлопы выполнены из главных паровых задвижек перед турбиной, из задвижки на напоре питательного насоса и из общего промывочного коллектора экранной системы.

Схемы очистки энергоблоков с прямоточными котлами могут выполняться одноконтурными и двухконтурными. При очистке в один контур прокачка промывочного раствора осуществляется по тракту: деаэрактор — промывочные насосы — ПВД — тракт котла — промежуточный перегреватель — деаэрактор (рис. 15.3).

При очистке в два контура организуется прокачка промывочного раствора сначала по контуру, включающему деаэрактор — ПВД — промывочный насос — поверхности нагрева до ВЗ; во второй контур очистки включаются: деаэрактор — промывочный насос — первичный пароперегреватель — промежуточный пароперегреватель — деаэрактор.

На рис. 15.4 показана принципиальная схема химического способа очистки энергоблока 300 МВт с прямоточным котлом, при которой промывочные трубопроводы полностью используются и для паровой продувки сторонним паром. Паровой продувке при этом подвергаются все поверхности котла и питательный трубопровод.

Обеспечение требуемых скоростей движения воды при отмывке достигается разбивкой тракта котла на отдельные участки и организацией промежуточных сбросов.

Для увеличения скорости потока в змеевиках промежуточного перегревателя до 1,0—1,5 м/с применяется последовательное включение потоков промпрегрева в промывочный контур.

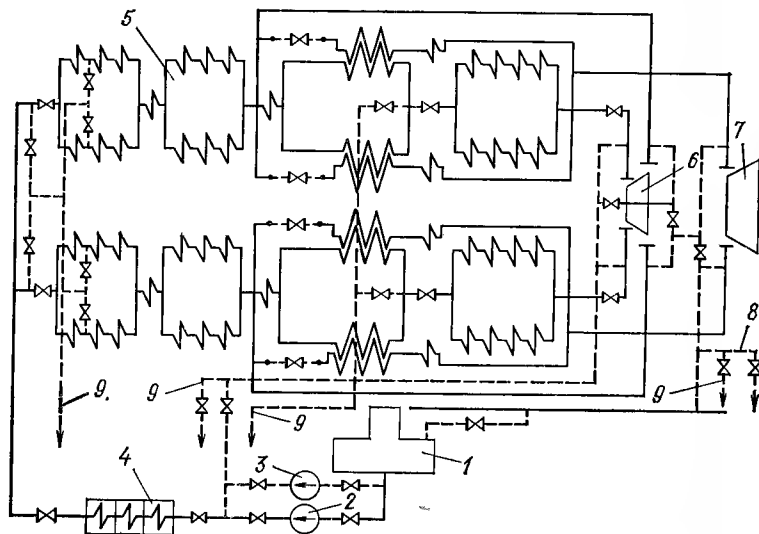


Рис. 15.3. Принципиальная схема химической очистки прямоточного котла блока 500 МВт в один контур.

1 — деаэратор; 2 — питательный насос; 3 — промывочный насос; 4 — ПВД; 5 — котел; 6 — ЦВД турбины; 7 — ЦСД турбины; 8 — трубопровод сброса в бассейн-нейтрализатор; 9 — трубопровод сброса отмывочных вод.

Техническая вода для очистки энергоблока подается на всас промывочных насосов. Обессоленная вода накапливается в баках запаса конденсата (БЗК) и подается во всасывающую линию промывочных насосов или в деаэратор.

При монтаже трубопроводов и оборудования схемы химической очистки необходимо выполнить следующие мероприятия:

исключить деаэрационную головку из схемы, возврат растворов из промывочного контура подключить к аккумуляторному баку, линию опорожнения деаэратора завести в сливной коллектор, указатель уровня вывести на блочный щит; на всасывающих трубопроводах в деаэраторе установить сетки с ячейкой 5×5 мм;

не монтировать регулирующие клапаны, расходомерные шайбы и обратные клапаны перед котлом;

исключить установку собственного конденсата барабанных котлов из схемы: по воде — установкой шунтирующей перемычки; по пару — установкой деревянных пробок в барабане на трубопроводах, идущих к конденсационной установке;

отключить все непромываемые элементы от промывочного контура запорной арматурой;

освободить трубопроводы схемы промывки от монтажных стяжек и отрегулировать на весовую нагрузку с водой;

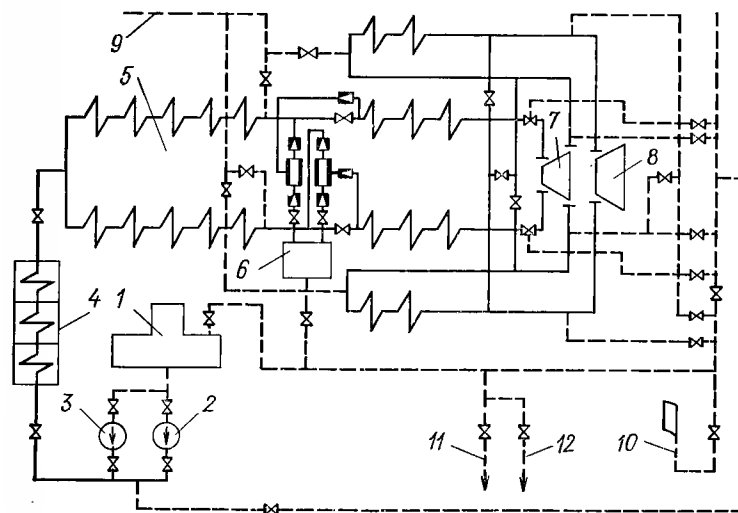


Рис. 15.4. Принципиальная схема парохимической очистки прямоточного котла блока 300 МВт.

1 — деаэратор; 2 — питательный насос; 3 — промывочный насос; 4 — ПВД; 5 — котел; 6 — растопочный узел; 7 — ЦВД турбины; 8 — ЦСД турбины; 9 — пар; 10 — сброс в атмосферу; 11 — трубопровод сброса в бассейн-нейтрализатор; 12 — трубопровод сброса отмывочных вод; — — — эксплуатационные трубопроводы; - - - - - временные трубопроводы.

выполнить черновую изоляцию всех трубопроводов тепловой схемы, участвующих в водно-химической промывке.

15.3. СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РЕАГЕНТОВ

Реагентное хозяйство предназначено для приема, хранения, приготовления концентрированных промывочных растворов и должно соответствовать выбранной технологии химической очистки энергоблока.

Растворение реагентов, поступающих в твердом (кристаллическом) виде производят в специальном баке-смесителе емкостью 5—10 м³. Пар подается через барботажное устройство, расположенное в основании цилиндрической части бака-смесителя.

Для растворения в баке-смесителе реагентов, поступающих в твердом или пастообразном виде, и откачки их в баки приготовления реагентов используются кислотостойкие насосы.

Учитывая специфику растворения некоторых ингибиторов (как, например, смесь каптакса с ОП-7, ОП-10), для их приготовления необходимо иметь специальный бак-смеситель емкостью 1—2 м³. Емкость основных баков должна составлять 50—60 м³.

Баки для хранения крепких растворов реагентов, имеющих малую растворимость (фталевый ангидрид, ЭДТК), оборудуются паровым оборотом.

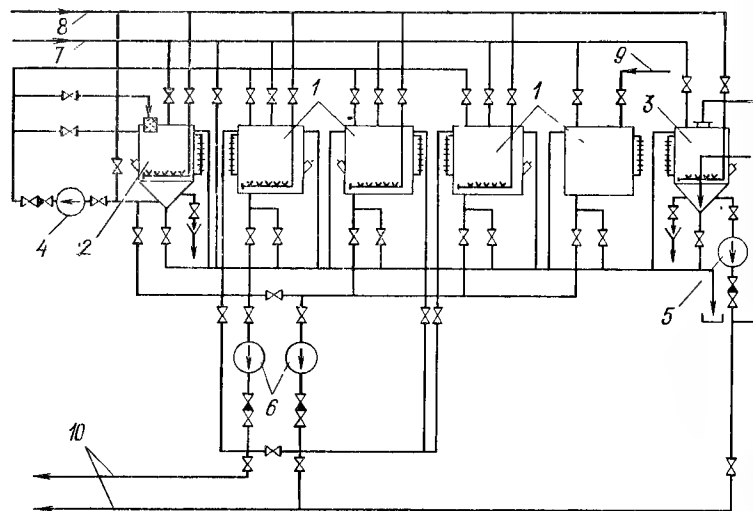


Рис. 15.5. Схема реагентного узла для химической очистки энергоблоков мощностью 200 МВт и более.

1 — бак-смеситель растворения ингибиторов; 2 — бак приготовления реагентов; 3 — бак приготовления ингибиторов; 4 — насос приготовления реагентов; 5 — насос приготовления ингибиторов; 6 — насос подачи реагентов в контур очистки; 7 — обессоленная вода; 8 — пар; 9 — жидкие химические реагенты; 10 — трубопровод подачи реагентов в контур очистки.

Подача реагентов в промывочный контур осуществляется насосами; аммиачная вода, необходимая для дозирования в отмывочную воду в период проведения водных отмывок, подается в промывочный контур из бака хранения насосом. Для уменьшения количества устанавливаемых баков допускается последовательное приготовление двух реагентов в одном и том же баке при условии тщательной отмывки их от предыдущего раствора. Оборудование для хранения и подачи серной кислоты в контур очистки должно включать бак-мерник емкостью 3—5 м³ и насосы с подачей в зависимости от расхода кислоты.

Серная кислота подается во всасывающий трубопровод каждого промывочного насоса по отдельному трубопроводу, выполненному из пержающей стали. Для подачи гидразина используется эксплуатационная гидразинная установка.

Схема реагентного хозяйства для химической очистки барабанных котлов производительностью до 500 т/ч состоит из трех баков по 50 м³ и одного бака-смесителя емкостью 8 м³.

При очистке энергоблоков 200, 300, 500 и 800 МВт применяется оборудование, представленное схемой реагентного хозяйства (рис. 15.5). Набор оборудования данной схемы обеспечивает проведение очистки энергоблоков соляной кислотой, композициями на основе комплексонов и концентратом НМК.

При промывках фталевым ангидридом из-за его малой растворимости следует применять схему подачи реагента в контур в виде суспензии, при этом окончательное растворение реагента происходит в промывочном контуре.

15.4. ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ

Предпусковая очистка прямоточных котлов может быть осуществлена как водно-химическим, так и парохимическим способами. При наличии источника стороннего пара парохимический способ очистки является предпочтительным. Схема химической очистки выполняется, как правило, одноконтурной. Схемы с большим числом контуров можно применять лишь при соответствующем обосновании.

При парохимической очистке до начала кислотной промывки вместо поэтапной водной промывки технической водой производится паровая продувка участков паром. Затем ведется кислотная промывка оборудования, по окончании которой выполняется повторная поэтапная паровая продувка, заканчивающаяся паровой пассивацией.

При паровой продувке трехвалентные окислы железа переводятся в двухвалентные, что способствует повышению эффективности кислотной промывки органическими кислотами. Схема сбросов продувочного пара в атмосферу менее сложна и металлоемка, чем схема промежуточных сбросов промывочной воды, при сбросе которой имеет место загрязнение водоемов окислами железа, тогда как при паровой продувке частицы окислов железа сбрасываются на почву.

Для проведения паровой продувки может быть использован пар котлов давлением 30—40 кгс/см², температурой 350—450°С.

При продувке поверхностей нагрева и напорных трубопроводов за встроенной задвижкой и промисгревателя необходим расход пара, как и при проведении продувки собственным паром котла, принимается 30%-ным номинального расхода.

Источником стороннего пара для продувки может быть острый пар работающего энергоблока, отбираемый из специальной РОУ, соответствующей производительности и параметров. При этом продувочные операции можно проводить, не снижая параметров на работающем энергоблоке. «Уралэнергомонтаж» рекомендует применять для этих целей пар «холодного» промисгрева давлением 30—40 кгс/см².

Для растворения продуктов коррозии в качестве кислотного реагента применяется композиция на основе этилендиаминтетрауксусной кислоты в виде 0,5—2%-ного раствора трилона Б, подкисляемого до pH=3,5 одной из следующих кислот: серной, конденсатом НМК, лимонной, фталевым ангидридом.

При одновременной очистке элементов, выполненных из перлитных и аустенитных сталей, основными моющими растворами являются композиции на основе ЭДТК. Обработку производят 0,5—2%-ным раствором трилона Б или аммонийной соли ЭДТК с добавлением одной из следующих кислот: серной, концентрата низкомолекулярных органических кислот (НМК), лимонной или фталевой для поддержания показателя pH промывочного раствора равным 3,5—4 при температуре 100—110°С в одну или две стадии. Для снижения показателя

теля рН в композиции предпочтительнее использовать концентрат НМК или серную кислоту. Общее необходимое количество кислоты на одну часть трилона Б составляет: концентрата НМК (70%) — 2,5; серной кислоты (98%) — 1,2; фталевого ангидрида — 1,5–2; лимонной кислоты — 1,5.

При исходной загрязненности до 200 г/м² промывку следует проводить в одну стадию. При большей загрязненности целесообразно проведение двух стадий.

Композиции на основе ЭДТК ингибируют смесью ингибиторов катапина (0,1%) с каптаксом (0,02%) или ОП-7 (ОП-10) (0,1%) с каптаксом (0,02%). Каптакс плохо растворяется в воде, его следует растворять в нагретых до 60–80°С растворах ОП-7 (ОП-10) или катапина, при этом количество воды, добавляемое в ОП-7 (ОП-10) или катапин, не должно превышать четырехкратного их количества.

При приготовлении промывочных растворов в нагретую до 80–90°С циркулирующую по замкнутому контуру воду подаются ингибиторы коррозии, которые перемешиваются в контуре в течение 30 мин. Далее одновременно подаются крепкие растворы трилона Б (или аммонийной соли ЭДТК) и кислоты, которая добавляется из расчета получения в контуре рН=3,5.

Допускается последовательный ввод комплексона, а затем кислоты. В период кислотной обработки производится периодическое дозирование кислоты для поддержания рН=3,5÷4,0. Кислотная обработка проводится при температуре 100–110°С, ее окончание определяется стабилизацией содержания железа в растворе.

По окончании стадии кислотной очистки промывочный раствор вытесняется водой и нейтрализуется, затем производится пассивация очищенной поверхности.

После дренирования поверхностей проводится вторичная паровая продувка, а также термическая паровая обработка промытых трубопроводов для образования окисной защитной пленки на поверхности металла, т. е. пассивация. Расход пара при паровой пассивации 30–50 т/ч; продолжительность пассивации 10–12 ч, параметры пара 20–40 кгс/см², 350–400°С. Применение паровой пассивации позволяет отказаться от реагентной пассивации.

Если перед пуском котла обнаружены остаточные загрязнения в количестве, превышающем 30 г/м², необходимо провести второй этап химической очистки. Этот этап осуществляется раствором на основе ЭДТК с концентрацией комплексона 0,3–0,5%, однозамещенной аммонийной солью ЭДТК или раствором трилона Б с добавлением какой-либо кислоты до рН=3,5. Температура раствора 100–120°С, продолжительность очистки 3,0–5,0 ч.

При отсутствии трилона Б рекомендуется использование моно-раствора фталевого ангидрида при загрязненности до 200 г/м² в виде 1–3%-ного раствора в одну стадию. При большей загрязненности количество стадий должно быть увеличено. Повторные стадии проводятся также 1–3%-ным раствором. Промывка фталевым ангидридом включает паровую продувку или поучастковые интенсивные водные отмывки, предварительную гидразинную обработку, химическую очистку раствором фталевого ангидрида, водную отмывку от кислотного раствора технической водой, замену технической воды на обессоленную, пассивацию очищенных поверхностей, вторичную паровую продувку.

Предварительная гидразинная обработка перед кислотной очисткой фталевым ангидридом необходима для восстановления окислов

железа и производится при циркуляции раствора гидразин-гидрата (300 мг/л) при температуре 100–130°С в течение 10–12 ч.

Фталевый ангидрид — кристаллический продукт, труднорастворимый 1,8 г/л, в горячей воде гидрализуется в ортофталевую кислоту, которая в воде. Его растворимость составляет при 20°С 0,06 г/л, при 100°С рая растворяет преимущественно двухвалентные окислы железа. Для уменьшения коррозии в процессе промывки целесообразно ингибирование раствора каптаксом 0,15 г/л и смачивателем ОП-7 (ОП-10) 1 г/л.

Порядок кислотной обработки следующий: в конце гидразинной обработки в контур вводится ингибитор — каптакс, растворенный в ОП-7 (ОП-10), циркуляция растворов продолжается 30–40 мин, затем в контур вводится раствор фталевого ангидрида в виде суспензии. Окончательное растворение фталевого ангидрида происходит в контуре.

По окончании кислотной обработки, определяемой стабилизацией содержания железа в растворе, а также показателем рН, который не должен превышать 4,4–4,6, промывочный раствор вытесняется технической водой, затем обессоленной. Дренажные промывочного раствора после очистки фталевым ангидридом не допускается из-за образования трудно смываемого осадка гидроокиси железа.

Пассивацию поверхностей нагрева после очистки фталевым ангидридом рекомендуется проводить 0,5%-ным раствором гидразина с добавкой аммиака до рН=10,5 при температуре 120–200°С в течение 10–12 ч.

15.5. ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА БАРАБАННЫХ КОТЛОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

Химическую очистку барабанных котлов целесообразно проводить по одноконтурной схеме. Для растворения продуктов коррозии применяют следующие растворы (в порядке предпочтительности): 3–5%-ную соляную ингибированную кислоту, композиции на основе ЭДТК, фталевый ангидрид, концентрат низкомолекулярных кислот (НМК).

При наличии в пароводяном тракте маслянистых загрязнений перед кислотной обработкой проводится операция предварительного щелочения. При небольшом количестве этих загрязнений целесообразно совмещать обезжиривание с кислотной стадией путем добавления 0,2–0,5%-ного раствора смачивателя ОП-7 или ОП-10.

Кислотная очистка проводится в одну стадию, если наибольшая загрязненность поверхностей достигает 300 г/м². При загрязненности более 300 г/м² промывку необходимо производить в две стадии: первая стадия — 3–5%-ным раствором, вторая — после интенсивной водной отмывки 0,5–1,5%-ным раствором.

Соляная кислота должна быть ингибирована уротропином (0,5%), который растворяется в кислоте. Температура промывочного раствора поддерживается 60–65°С. Продолжительность обработки определяется достижением стабилизации содержания железа в растворе и ориентировочно составляет 5–7 ч.

После окончания кислотной промывки производят вытеснение промывочного раствора технической водой, которую заменяют на обессоленную воду. Вытеснение раствора переходит в интенсивную водную отмывку. После начала вытеснения спустя 20–30 мин

рекомендуется подщелачивание отмывочной воды аммиаком до $pH=9,5 \div 10$.

Пассивация очищенной поверхности производится одним из растворов, описанных в § 15.1. Предпочтительным является 0,5%-ный раствор гидразина с добавлением аммиака до $pH=10,5$. Раствор для пассивации готовится на обессоленной воде.

Таблица 15.2. Концентрация трилона Б

Исходная загрязненность, г/м ²	До 100	100—200	200—300	300—400	Более 400
Концентрация трилона Б, %	0,5	0,5—1	1—1,5	1,5—2	Применять трилон Б экономически нецелесообразно

Композиция представляет собой раствор трилона Б, концентрация которого определяется загрязненностью поверхностей нагрева (табл. 15.2). Раствор подкисляется одной из кислот до значения $pH=3,5 \div 4$. Для создания этих условий необходимо дозировать в контур котла одну из нижеперечисленных кислот в следующих соотношениях (на одну весовую часть трилона Б): концентрат НМК — 2—2,5, серная кислота — 1,2, фталевый ангидрид — 1,5—2, лимонная кислота — 1,3—1,5.

Технология очистки аналогична описанной для прямоточных котлов.

Монорастворы фталевого ангидрида и концентрата низкомолекулярных кислот следует применять для очистки котлов при невозможности использования соляной кислоты или композиций на основе комплексонов.

Промывка монораствором фталевого ангидрида проводится по технологии, аналогичной технологии для прямоточных котлов.

Концентрат низкомолекулярных кислот (НМК) представляет собой очищенный от масел и парафиновых веществ продукт, содержащий 60—70% следующих кислот: муравьиной 30%, уксусной 30%, масляной 5—10%, пропионовой 10%. Для химических очисток концентрат НМК применяется в виде 5—7%-ного раствора в пересчете на уксусную кислоту (концентрат должен разбавляться в 10—15 раз). При загрязненности до 300 г/м² химическая промывка проводится в одну стадию, при большей загрязненности — в две стадии.

Для улучшения качества очистки оборудования после промывки от основных загрязнений концентратом НМК целесообразно проведение повторной обработки композицией с трилоном Б (0,5%).

Для химических очисток раствор концентрата НМК необходимо ингибировать. Высокое защитное действие для этого раствора обеспечивают смеси ингибиторов: каталина (0,1%) с каптаксом (0,02%) и каталина (0,1%) с тиурамом (0,05%).

Все операции до и после кислотной стадии производятся аналогично очистке, проводимой фталевым ангидридом; после водных отмывок следует гидразинная обработка поверхностей нагрева с концентрацией гидразина 300 мг/л при температуре 100—120°С в течение

10—12 ч. В этот раствор вводятся сначала ингибиторы, затем раствор низкомолекулярных кислот соответствующей концентрации.

После окончания кислотной очистки раствор вытесняется; дренирование раствора не допускается. Водные отмывки совмещаются с нейтрализацией. Пассивация рекомендуется гидразином-аммиачная.

Контроль процесса очистки осуществляется посредством измерения расхода давления и температуры промывочного раствора.

Химический контроль процесса очистки осуществляется путем отбора и химического анализа проб промывочных растворов, для чего на напорных и сливных трубопроводах промывочных контуров устанавливаются специальные пробоборники с холодильниками.

По окончании химической очистки производят вскрытие барабана и нижних коллекторов котла, деаэратора, осмотр и очистку их от шлама, а также вырезку контрольных образцов из труб. О хорошем качестве очистки свидетельствует наличие на поверхности металла сплошной прочной защитной пленки черного или сероватого цвета.

Парохимический метод очистки оборудования с барабанными котлами применяется наряду с водно-химическим методом.

Технология парохимической очистки блоков с барабанными котлами практически ничем не отличается от очистки энергоблоков с прямоточными котлами и состоит из пяти последовательно проводимых операций: первичной паровой продувки сторонним паром отдельных элементов оборудования, кислотной обработки, водной отмывки, совмещенной с нейтрализацией, пассивации очищенных поверхностей с последующим дренированием пассивирующего раствора, вторичной паровой продувки сторонним паром отдельных элементов и паровой пассивации.

15.6. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕАГЕНТОВ И РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ

Применяемые для химических промывок реагенты (табл. 15.3) должны отвечать соответствующему ГОСТ. Перед химической промывкой должно быть проверено соответствие реагента сопроводительным документам. Особенно тщательно необходимо проверять наличие ингибитора в соляной кислоте, что достигается постановкой коррозионных опытов.

Расход реагентов для предпусковой химической очистки, как правило, определяют из расчета получения требуемой концентрации раствора (см. § 15.3, 15.4) в данном объеме промывочного контура с некоторым запасом на потери реагента при приготвлении, продувках, утечках и т. д. Объем промывочного контура определяется суммированием объема промываемого оборудования и объема временных трубопроводов схемы промывки:

$$Q = \alpha \frac{VC\rho}{K},$$

где Q — количество реагента, т; V — объем промывочного контура, м³; C — требуемая концентрация реагента в промывочном контуре, %; K — содержание используемого реагента в исходном продукте; α — коэффициент запаса, равный 1,2; ρ — плотность промывочного раствора, которая для упрощения расчетов может быть принята равной плотности воды.

Расход аммиачной воды (25%) определяют следующим образом:

Таблица 15.3. Характеристики химических реагентов

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Аммиак водный	ГОСТ 9-67	NH_3	25	Бесцветная жидкость с резким запахом. Растворяется в воде в любых соотношениях. Температура замерзания -50°C	Цистерны
Ангидрид фталевый	ГОСТ 7119-54	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{CO})_2\text{O}$	99,2	Сыпучее вещество белого цвета, труднорастворимое в воде. При температуре 40°C в воде растворяется 2,0 г фталевого ангидрида на 100 г воды, при 80°C — 8,0 г на 100 г, при 100°C — 16,0 г на 100 г, при этом в воде образуется фталевая кислота. Хранить в сухом помещении	Мешки
Бифторид-фторид аммония	ТУ 6-08-283-74 с изменениями № 1	—	58	Белое сыпучее вещество, гигроскопично, хорошо растворяется в воде. Токсичен	Мешки
Гидразингидрат технический	ТУ 19503-74	$\text{H}_2\text{N}=\text{NH}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$	64—67	Бесцветная жидкость, смешивается с водой в любых соотношениях. Токсичен. Температура кипения $118,5^\circ\text{C}$, заморзания $-51,7^\circ\text{C}$, температура вспышки 73°C	Бочки алюминиевые (марки АД-1) или стальные (1Х18Н9Т)

Продолжение табл. 15.3

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Гидроксиламин сернокислый	ТУ 6-03-406-76	—	Не менее 140 г/л	Бесцветное кристаллическое вещество, плавится при температуре 33°C , хорошо растворяется в воде. В водном растворе имеет щелочную реакцию. Сильный восстановитель. Токсичен	Мешки
Известь хлорная	ГОСТ 1692-58	—	35	Белое или желтоватое сыпучее вещество. Гигроскопична	Мешки, барабаны, россыпь
Катапин технический КИ-1 (пиридиний-алкилбензил хлористый)	ТУ 6018-73-76	$[\text{CH}_3(\text{CH}_2)_n \times \text{CH}_2 - \text{C}_6\text{H}_4\text{CH}_2 \times \text{NC}_5\text{H}_5] + \text{Cl}$	50	Масляная жидкость, прозрачная или слегка мутная, возможно наличие осадка, который растворяется при нагревании. Горюч, не взрывоопасен, растворяется в кислотах и частично в воде, хранить в крытых неотапливаемых помещениях. Срок хранения 1 год	Бочки на 100 или 200 литров

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Каптакс технический (2-меркаптобензотиазол)	ГОСТ 739-74	$C_7H_5NS_2$	Не менее 93	Порошок желтого цвета. Нерастворим в воде, растворяется в катапине, в ацетоне. При попадании в дыхательные пути вызывает раздражение, а на кожу — дерматиты. Хранить в сухом, хорошо вентилируемом помещении	Мешки прозрачные или полиэтиленовые
Кислота адипиновая	ГОСТ 10558-72	$C_6H_{10}O_4$	98	Белое кристаллическое вещество с ограниченной растворимостью в воде. Лучше растворяется в горячей воде	Мешки полиэтиленовые
Кислота лимонная	ГОСТ 3652-69	$C_6H_8O_7 \cdot 2H_2O$	99	Бесцветное прозрачное кристаллическое вещество или белый порошок, хорошо растворяется в воде. Нетоксична	Ящики, мешки
Кислота серная: техническая контактная кислота	ГОСТ 2184-67	H_2SO_4	Не менее 75	Желтовато-бурая маслянистая жидкость с плотностью 1,859 при 0°С. При охлаждении застывает в кристаллы, которые плавятся при 10,5°С. С водой смешивается в любых соотношениях с выделением большого количества тепла. Температура замерзания — 0°С	Стальные цистерны

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Кислота соляная ингибированная техническая	ТУ 6-01-714-72	HCl	20—22	Светло-коричневая жидкость, содержащая ингибитор ПБ-5, В-1 или В-2. С водой смешивается в любых соотношениях	Цистерны
Концентрат НМК технический	ТУ 38-1075-76	—	Не менее 65	Темноокрашенная жидкость с резким неприятным запахом. Смешивается с водой в любых соотношениях. Взрывоопасна, нижний температурный предел взрываемости — 59°С	Цистерны, бочки
Натр едкий технический	ГОСТ 2263-71	NaOH	94	Белая кристаллическая масса. Очень гигроскопична, хорошо растворяется в воде (42 г на 100 г раствора)	Стальные барабаны
Натрий фтористый технический	ГОСТ 2871-74	NaF	Не менее 80	Белое кристаллическое вещество. Хорошо растворяется в воде. Водный раствор имеет нейтральную реакцию. В сухом виде устойчив	Мешки

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Нитрит натрия	ГОСТ 19906-74	NaNO_2	Не менее 97	Бесцветное или светло-желтое мелкокристаллическое вещество, хорошо растворимое в воде (81,8 г на 100 г при 20°С)	Мешки бумажные или полиэтиленовые
ОП-10 (ОП-7) (вспомогательное вещество)	ГОСТ 8433-57	—	—	Маслообразная вязкая жидкость или легкоплавкая паста от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Хорошо растворяется в воде, при встряхивании с водой образует устойчивую пену. Водные растворы обладают нейтральной реакцией и высокой смачивающей способностью. Хранить на открытом воздухе	Бочки
Трилон Б	ТУ 6-14-198-76	$\text{C}_{10}\text{H}_{14}\text{O}_8\text{N}_2\text{Na}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	95	Белое кристаллическое вещество, без запаха, хорошо растворимое в воде. Хранить в сухом помещении	Мешки

Продолжение табл. 15.3

Наименование реагента	ГОСТ или ТУ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %	Физические свойства реагента	Упаковка для транспортировки
Тиурам	ГОСТ 740-76	$\text{C}_6\text{H}_{11}\text{N}_2\text{S}_4$	Не менее 95 на сухой продукт	Порошок желтовато-серого цвета, плохо растворим в воде. Токсичен. При длительном хранении разлагается с образованием диметилдитиокарбаминовой кислоты. При химических очистках растворяют в ОП-7 (ОП-10) или катапине	Мешки резиновые или бумажные с полиэтиленовым вкладышем
Уротропин технический	ГОСТ 1381-73	$(\text{CH}_2)_6\text{N}_4$	98	Кристаллический порошок, легко растворимый в холодной воде (81%), труднее в горячей. Высший сорт — белый цвет, I сорт — белый или желтый, II сорт — желто-коричневый. Горючий, в кислых растворах разлагается на аммиак и формальдегид. Хранить в сухом помещении	Мешки бумажные
Этилендиамин-тетрауксусная кислота ЭДТА	ТУ 6-01-393-75	$\text{C}_{10}\text{H}_{16}\text{O}_8\text{N}_2$	Не менее 95 в сухом продукте	Белое кристаллическое вещество, плохо растворимое в воде, при 20°С растворяется 2 г/л, при 80°С — 5 г/л. Хранить в сухом помещении	Мешки

для проведения нейтрализации, совмещенной с водной отмывкой,—исходя из практического коэффициента 0,002 т/м³ прокачиваемой воды;

для проведения нитритно-аммиачной пассивации — из расчета получения в промывочном контуре 0,3—0,5% раствора (в пересчете на NH_4OH);

для гидразиино-аммиачной пассивации — исходя из практического коэффициента 0,008 т/м³ промывочного раствора.

15.7. ЩЕЛОЧЕНИЕ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Очистке методом щелочения подвергаются котлы давлением до 100 кг/см². Щелочение котла совмещается с сушкой обмуровки и производится раствором едкого натра и тринатрийфосфата с огневым обогревом при естественной циркуляции при давлении до 20—25 кгс/см² для котлов среднего давления и 5—10 кгс/см² для котлов низкого давления.

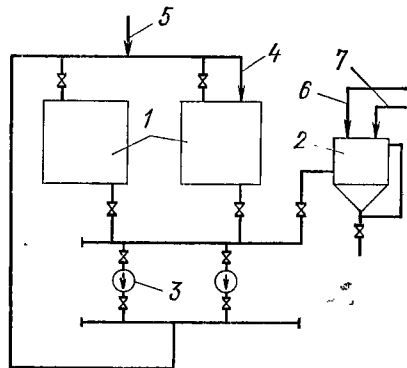


Рис. 15.6. Схема приготовления и подачи раствора щелочи в котел.

1 — дренажные баки; 2 — бакоч для приготовления раствора щелочи $V=0,5 \div 1$ м³; 3 — дренажные насосы; 4 — химочищенная вода; 5 — линия слива из котла; 6 — трубопровод раствора едкого натра; 7 — трубопровод раствора тринатрийфосфата.

Пароперегреватели не подвергаются щелочению и не заполняются щелочным раствором. Очистка их производится паром во время продувки пароперегревателя и паропроводов.

По степени загрязненности котлы делятся на две группы:

I группа — котлы, имеющие на внутренних поверхностях незначительный слой ржавчины и окалины;

II группа — котлы, длительное время хранившиеся на открытых складах без соответствующих мер защиты от атмосферной коррозии и имеющие большой слой ржавчины и окалины.

Котел промывают путем двух- или трехкратного заполнения водой и сброса через нижние дренажи. После водной промывки котел заполняют химочищенной водой до наинизшего уровня. Допускаются в виде исключения заполнение и подпитка котла при щелочении сырой осветленной водой. Внутрибарабанные сепарационные устройства котлов до начала щелочения должны быть смонтированы. После водной промывки в котел вводят растворы реагентов. Ввод раствора производят дренажными насосами в линию слива из котла в дренажные баки (рис. 15.6) или в дренажное кольцо (табл. 15.4).

В котел вводится сразу полное количество реагентов. Растворы реагентов следует готовить крепостью не выше 20%, причем сначала вводят раствор каустика, а затем — фосфата; совместный ввод нежелателен ввиду возможного выкристаллизовывания фосфата в

линии. Растворение фосфата лучше производить в горячей воде. Ввод реагентов в котел в сухом виде не допускается. Температура газов перед пароперегревателем не должна быть выше 500° С. Для

Таблица 15.4. Расход реагентов на щелочение котла, кг/м³

Наименование реагента	Котлы I группы	Котлы II группы
Едкий натр (NaOH):		
100%-ный	3	6
40%-ный	8	16
Тринатрийфосфат ($\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$)	3	5

Примечание. Для котлов низкого давления допустимо щелочение одним едким натром в полуторном количестве против указанного в таблице.

Таблица 15.5. Режим щелочения барабанных котлов

Наименование операции	Время операции, ч	
	котлы I группы	котлы II группы
Водная промывка котла и ввод раствора реагентов	4	4
Растопка котла и щелочение при давлении 3—4 кгс/см² и расходе пара 5—10% нормальной паропроизводительности котла и обтяжка фланцевых соединений и лючковых затворов котла	12	12
Снижение давления и продувка котла из нижних точек	2	2
Подъем давления до 10—15 кгс/см², щелочение при этом давлении и нагрузке котла 10—15% номинальной для котлов низкого давления — подъем давления до 5—10 кгс/см²	8	12
Снижение давления до 2—3 кгс/см² и продувка котла из нижних точек	2	2
Подъем давления до 20—25 кгс/см² и щелочение при этом давлении и расходе пара 10—15% номинальной паропроизводительности	6	10
Подъем давления котлов низкого давления до 100% рабочего; смена котловой воды и устройство непрерывной продувки с подпитками. Доведение щелочности котловой воды до эксплуатационной нормы	6	6
Всего	40	48

создания циркуляции в котле следует при щелочении поддерживать нагрузку котла до 10—15% номинальной.

Щелочность котловой воды в период щелочения (до начала смены воды в котле) должна быть не ниже 50 гм-экв/кг, при снижении ее необходимо ввести дополнительное количество щелочи.

Таблица 15.6. Общий расход щелочных реагентов (100%-ный продукт) для щелочения барабанных котлов

Марка котла	Водяной объем, м³ (до рабочего уровня)	Расход реагентов, кг, при дозировке, кг/м³		
		2	3	6
БКЗ-220-100-Ф	66	132	198	396
БКЗ-160-100-Ф	48	96	144	288
БКЗ-75-39-Ф	30	60	90	180
БКЗ-50-39-Ф	21	42	63	126
ТП-35	13	26	39	78
ТП-20	9	18	27	54

Первая продувка котла из нижних точек производится через 10—12 ч после начала щелочения, вторая — еще через 10—12 ч. Для отделения окалины и ржавчины от металла создают переменный температурный режим при подъеме и сбросе давления (при продувке).

Интенсивные продувки из нижних точек котла и через непрерывную продувку проводят к концу щелочения для удаления шлама и смены воды в котле с доведением щелочности до эксплуатационной нормы.

Если щелочение производилось на сырой воде, то эту воду перед проведением паровой плотности и продувки паропроводов следует заменить химочищенной. После расхолаживания котла и сброса воды производят вскрытие барабана и нижних коллекторов, осмотр и очистку. Дренажная арматура котла, а также водомерные колонки подвергают ревизии.

Разрыв между окончанием щелочения и пуском котла не должен превышать 10 сут. Если этот период удлиняется, необходимо произвести консервацию котла либо перед пуском повторное щелочение.

После ввода реагентов и растопки котла отбирается проба котловой воды на щелочность и содержание фосфата. В период щелочения пробы котловой воды и насыщенного пара отбирают через каждые 2 ч для проверки на щелочность. При обмене котловой воды пробы отбирают через 15—30 мин для проверки на щелочность (табл. 15.5 и 15.6).

15.8. ЩЕЛОЧЕНИЕ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

Перед включением в работу водогрейные котлы подвергаются водной и щелочной промывке по внутреннему циркуляционному кон-

туру через временную перемычку Ø 150—200 мм, смонтированную перед отключающими задвижками теплосети. В промываемый контур входят всасывающие и напорные трубопроводы сетевых и рециркуляционных насосов, котлы, технологические перемычки, подогреватели и грязевик (рис. 15.7).

Водную и щелочную промывки осуществляют сетевым насосом. Первоначальная водная промывка и последующая отмывка после щелочения производится при расходе воды выше номинального для создания в котле и в про-

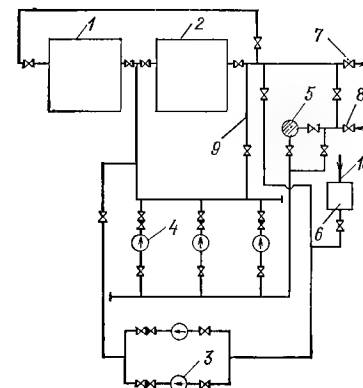


Рис. 15.7. Схема водной и щелочной промывки водогрейных котлов.

1 — котел ПТВМ № 1; 2 — котел ПТВМ № 2; 3 — насосы рециркуляции; 4 — сетевые насосы; 5 — грязевик; 6 — бак для раствора каустика; 7 — трубопровод в теплотель; 8 — трубопровод из теплотель; 9 — температурная перемычка; 10 — линия раствора щелочи.

мываемых трубопроводах скоростей не менее 1,5—2 м/с. Водную и щелочную промывки производят непосредственно перед пуском котла в работу. Разрыв между пуском котла и щелочением не должен быть больше 10 дней. При более длительном разрыве производят консервацию котла или повторное щелочение перед пуском.

При водной промывке внутренний циркуляционный контур прокачивается осветленной водой с расходами, в 1,2—1,5 раза превышающими номинальные.

Водная промывка производится до полного осветления циркулирующей воды и доведения ее качества до качества исходной. Время водной промывки 8—12 ч в зависимости от длины и диаметра трубопроводов контура.

Щелочение водогрейных котлов осуществляется путем циркуляции в контуре 0,5% (5 кг/м³) раствора едкого натра (табл. 15.7).

Таблица 15.7. Общий расход реагентов (100%-ный продукт) для щелочения водогрейных котлов

Марка котла	Водный объем, м³ (до рабочего уровня)	Расход реагентов, кг, при дозировке, кг/м³		
		2	3	6
ПТВМ-180 с коммуникацией	56	112	168	318
ПТВМ-100 » »	36	72	108	216
ПТВМ-50 » »	24	28	72	144
ТВГМ-30 » »	16	32	48	96

Раствор каустика 20%-ной концентрации целесообразно вводить в освобожденный от воды коллектор сетевых насосов или в грязевик через воздушник. После заполнения контура горячей водой или холодной осветленной производят подогрев циркуляционного раствора до 90—110° С. Подогрев может быть огневой или паром давлением 5—8 кгс/см² посредством барботирования во всасывающий коллектор сетевых насосов.

Продолжительность щелочения 8—12 ч в зависимости от степени загрязненности поверхностей нагрева котла. Первые продувки через нижние точки котла и дренажи трубопроводов производят через 4—6 ч после начала щелочения, далее продувки производят через каждые 2 ч.

Отмывка производится до доведения качества циркуляционной воды, соответствующего эксплуатационным нормам. После окончания отмывки производят вскрытие грязевика, чистку и снятие мелкой сетки. Затем котел растапливают и включают в теплотель.

15.9. ПРЕПУСКОВАЯ ОЧИСТКА ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Предпусковые очистки оборудования АЭС выполняются для удаления заводских и монтажных загрязнений, а также продуктов стояночной коррозии и окисления. Для химической очистки оборудования АЭС применяются те же методы, что и на тепловых электростанциях, т. е. водно-химические промывки и паровые продувки. Для очистки трубопроводов и емкостей из нержавеющей стали применяют промывку обессоленной водой.

Трубопроводы АЭС из углеродистой стали подвергаются скоростным промывкам технической водой с последующей отмывкой обессоленной водой. Кислотной промывке подвергаются основные трубопроводы конденсатного и питательного трактов. По окончании кислотной промывки производится пассивация отмытых поверхностей.

В завершение предпусковой очистки производится паровая продувка трубопроводов конденсатного и питательного трактов паром. Водная промывка на сброс (для водоводов) производится со скоростями, в 1,5 раза превышающими номинальные эксплуатационные скорости. Расход пара или воды на продувку (или промывку) трубопроводов должен быть таким, чтобы энергия потока на очищаемом участке в 1,5 раза превышала энергию среды в номинальном режиме. Во всех случаях скорость при водной промывке должна быть не ниже 2,5 м/с. Если указанный режим вызывает недопустимые вибрации или его невозможно обеспечить технически, то следует снизить скорость промывки, но при этом схему необходимо выполнять без подъемных участков. Скорость промывки можно также снижать для всасывающих линий насосов, оборудованных штатными сетками.

Для особо ответственных систем (каналов аппарата) режим промывки осуществляется экспериментально. Все трубопроводы и сосуды, где невозможно обеспечить необходимые скорости промывки, следуют очищать вручную. Завершающим этапом для каждой системы является горячая водная промывка по питанию замкнутому контуру рабочими насосами при номинальных расходах с установкой сеток на всасе насоса со сбором воды из контура для вывода загрязнений; при повышении температуры воды отделение загрязнений от стенок труб интенсифицируется.

Для проведения кислотной промывки конденсатного и питательного трактов АЭС рекомендуется применять композиции на основе комплексонов.

При проведении водных промывок следует использовать штатные насосы и трубопроводы; для промывки тракта конденсата — конденсатные насосы 1-й и 2-й ступени, для промывки питательного тракта — питательные и аварийные питательные насосы. Для промывки трубопроводов реактора используются насосы добавки конденсата, питательные и аварийные питательные насосы, а во время горячей промывки контура многократной принудительной циркуляции применяются главные циркуляционные насосы.

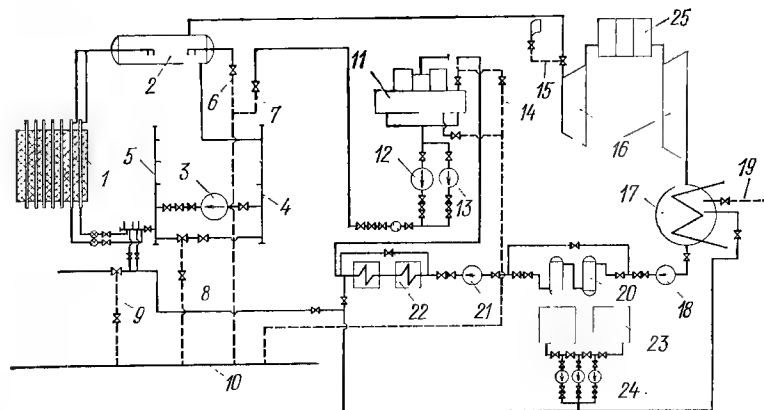


Рис. 15.8. Схема водной промывки оборудования энергоблока АЭС с реактором РБМК-1000.

1 — реактор РБМК; 2 — барабан-сепаратор; 3 — главный циркуляционный насос; 4 — всасывающий коллектор ГЦН; 5 — напорный коллектор ГЦН; 6 — трубопровод сброса из барабана-сепаратора; 7 — сброс из питательного трубопровода; 8 — сброс из перемычки ГЦН; 9 — сброс из трубопровода конденсата; 10 — сливной трубопровод; 11 — деаэрактор; 12 — ПЭН; 13 — АПЭН; 14 — сброс из трубопровода основного конденсата; 15 — выхлоп из главных паропроводов; 16 — паровая турбина; 17 — конденсатор; 18 — КЭН 1-й ступени; 19 — трубопровод технической воды; 20 — БОУ; 21 — КЭН 2-й ступени; 22 — регенеративные подогреватели; 23 — баки чистого конденсата; 24 — насос докачки конденсата; 25 — сепаратор-пароперегреватель.

Для проведения кислотной промывки используются специальные насосы кислотной промывки. Разрешается (по согласованию с заводом-изготовителем) использовать конденсатные насосы 2-й ступени для проведения кислотной промывки растворами композиций на основе комплексонов. При проектировании схемы предпусковой очистки необходимо применять минимальное количество врезок в трубопроводы, выполняя присоединения временных трубопроводов к корпусам арматуры на фланцах или с помощью встроенных приспособлений. Необходимо предусмотреть сбор, повторную обработку и использование отработанной обессоленной воды для снижения затрат на промывку (рис. 15.8). Водная промывка осуществляется исключительно штатными насосами. В паровое пространство конденсатора подведены линии технической воды и трубопровод обессоленной воды из баков

запаса конденсата. Промывка конденсатного тракта осуществляется конденсатными насосами 1-й и 2-й ступени сначала технической, а затем обессоленной водой с забором воды из конденсатора и сбросом из линии основного конденсата перед деаэратором. Промывка деаэраторов производится путем подачи воды по тракту основного конденсата в деаэрационный бак и сбросом через трубопровод опорожнения в сливной трубопровод. Промывка питательных трубопроводов, не присоединенных к сепараторам, производится питательными и аварийными питательными насосами по тракту: деаэратор — питательный насос — питательный трубопровод — временный трубопровод — сливной трубопровод.

Промывка контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) и систем, связанных с ним, производится насосами подачи конденсата из баков чистого конденсата. Сбросы промывочной воды выполнены из устройств, вмонтированных в корпуса задвижек на перемиках между напорными и всасывающими коллекторами главных циркуляционных насосов и из трубопроводов подвода питательной воды в сепаратор.

Горячая промывка КМПЦ по замкнутому контуру проводится главными циркуляционными насосами со сбросами из сепаратора, промывка технологических каналов реактора — под напором насосов подачи конденсата.

Очистка главных паропроводов проводится посредством продувки паром от реактора.

В промывочный контур схемы кислотной промывки конденсатно-питательного тракта энергоблока АЭС с реактором РБМК включены деаэраторы 6 кгс/см², тракт основного конденсата и питательные трубопроводы до сепараторов. Промывочный раствор поступает из деаэраторов на всас насосов кислотной промывки через устройства, вмонтированные в задвижки на всасе ПЭН. С напора НКП раствор подводится в корпуса двух из пяти напорных задвижек ПЭН.

Подогрев раствора производится в деаэрационных баках паром пусковой котельной. Сброс отработанного промывочного раствора осуществляется в нейтрализатор, а сброс отмывочной воды — в сливной трубопровод. Сброс раствора из деаэратора производится по линии опорожнения деаэратора в нейтрализатор. Предусмотрена паровая продувка конденсатно-питательного тракта паром от пусковой котельной для механической очистки и пассивации отмытой поверхности. Продувочный пар подводится в линию промывки на напоре НКП; выхлопной трубопровод выводится из линии основного конденсата перед деаэраторами. Кислотная промывка проводится по технологии, изложенной в разделах промывки оборудования ТЭС.

15.10. ОЧИСТКА МАСЛОПРОВОДОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

В практике монтажа турбин и генераторов тепловых и атомных электростанций применяются в основном три способа монтажа и очистки маслопроводов:

монтаж с выполнением контрольной сборки всего трубопровода на фланцевых соединениях с последующим демонтажом для очистки внутренних поверхностей труб механическим способом;

монтаж полностью готовыми блоками, включающий механическую и химическую очистку внутренних поверхностей труб;

монтаж без предварительной подготовки деталей с последующей

водно- или парохимической очисткой полностью собранной масло-системы путем прокачки кислотного раствора по отдельным контурам.

Наиболее распространенными в настоящее время являются 2-й и 3-й способы монтажа и очистки маслопроводов. Их применение позволяет существенно уменьшить продолжительность монтажа масло-системы и трудозатраты на монтаже.

Химическая очистка маслопроводов производится в основном с применением ортофосфорной кислоты, а в последние годы — с применением композиций на основе комплексонов.

Ортофосфорная кислота не ядовита, чистая 100%-ная ортофосфорная кислота представляет собой твердые кристаллы белого цвета с плотностью 1,88 г/см³, содержит 72,4% фосфорного ангидрида и смешивается с водой в любых отношениях. Промышленность поставляет сиропообразный 70%-ный раствор кислоты желтоватого цвета или 85%-ный водный раствор, который может образовывать кристаллогидрат $H_3PO_4 \cdot \frac{1}{2} H_2O$.

В этом случае при составлении водного раствора кристаллогидрат следует расплавить, подогрев его до температуры 30° С.

Для очистки маслопроводов применяются 10—25%-ные водные растворы ортофосфорной кислоты. Раствор кислоты заливается в трубы, заглушенные с одного конца и установленные вертикально, либо трубы помещаются в металлическую ванну, заполненную раствором кислоты. Ванным способом очищаются участки труб длиной до 1,5—2,0 м. Хорошо очищенные участки труб должны иметь на внутренней поверхности плотную пленку серого цвета, предохраняющую металл от последующей коррозии.

Количество кислоты, необходимое для приготовления раствора требуемой концентрации или для восстановления рабочего раствора, определяется по формулам, приведенным в табл. 15.8. Зависимость концентрации раствора ортофосфорной кислоты от плотности раствора приведена в табл. 15.9.

Полностью смонтированная маслосистема турбоагрегата доводится до требуемой чистоты путем прокачки масла через систему (см. «Опробование и пуск турбинной установки»).

Таблица 15.8. Формулы для определения концентраций кислоты

Количество кислоты для получения раствора, кг	Количество кислоты для восстановления раствора, кг
$Q_1 = \frac{VC_p}{k}$	$Q_2 = \frac{V_1C_p - V_0C_1\rho_1}{k}$

Q_1 — количество кислоты, необходимое для приготовления раствора;

Q_2 — количество кислоты, необходимое для восстановления раствора;

V — объем раствора, л;

C — требуемая концентрация раствора, %;

ρ — плотность раствора, кг/л;

k — исходная концентрация кислоты, % (табл. 15.9);

V_1 — первоначальный объем раствора, л;

V_0 — имеющийся объем раствора, л;

C_1 — имеющаяся концентрация раствора, %;

ρ_1 — плотность раствора с концентрацией C_1 , кг/л.

Отсутствие механических примесей в прокачиваемом масле, что устанавливается по результатам химического анализа масла, взятого в нижней точке маслобака, подтверждает готовность маслосистемы к работе. В последние годы большое распространение получили одностадийный монтаж и циркуляционная очистка маслопроводов в собранном виде.

Таблица 15.9. Зависимость концентрации водного раствора ортофосфорной кислоты от ее плотности

Плотность, кг/кг	1,004	1,008	1,020	1,031	1,042	1,053	1,065	1,076
Концентрация, %	1	2	4	6	8	10	12	14

Продолжение табл. 15.9

Плотность, кг/кг	1,082	1,089	1,101	1,113	1,126	1,14	1,181	1,526	1,633
Концентрация, %	15	16	18	20	22	24	30	70	90

Для турбин и генераторов мощностью свыше 200 МВт рекомендуется применять циркуляционную водно-химическую или парохимическую очистку собранных маслопроводов с обводом корпусов подшипников и систем регулирования и использованием штатных маслобаков и маслонасосов для приготовления и прокачки промывочных растворов.

При водно-химической очистке операции выполняются в такой последовательности:

водная промывка технической водой по разомкнутому контуру со скоростью 1—2 м/с до осветления воды на сбросе;

вытеснение из контуров технической воды обессоленной водой; циркуляция обессоленной воды по замкнутому контуру с подогревом до 70—80°С;

ввод в контур смачивателя ОП-7 (ОП-10) из расчета 0,2 г/л; кислотная циркуляционная промывка композицией — трилоном Б-7-10 с лимонной, адипиновой или ортофосфорной кислотами концентрацией 7—10 г/л в течение 2—3 ч со скоростью 0,5—1,5 м/с; вытеснение кислотного раствора обессоленной водой, подогретой до 70—80°С, со скоростью 1—1,5 м/с;

пассивация очищенных поверхностей труб посредством циркуляции растворов нитрита натрия (10 мг/л) и аммиака (рН=10) или силиката натрия 10—20 г/л в течение 2—3 ч;

вытеснение пассивирующих растворов горячей обессоленной водой и дренирование трубопроводов;

сушка трубопроводов маслосистемы горячим воздухом; прокачка масла.

При парохимической очистке:

продувка по отдельным контурам паром с параметрами 5—10 кгс/см², 240°С с расходом пара (применительно к энергоблоку мощностью 300 МВт) 60—75 т/ч в течение 2 ч;

гидразинная обработка посредством циркуляции раствора гидразина концентрацией 0,5—0,7 г/л при температуре 70—80°С в течение 1 ч;

кислотная циркуляционная промывка композицией — трилоном Б-7-10, с лимонной, адипиновой или ортофосфорной кислотами концентрацией 7—10 г/л в течение 2—3 ч со скоростью 0,5—1,5 м/с;

вытеснение кислотного раствора и отмывка контура обессоленной водой в течение 2—3 ч;

повторные продувки всех контуров паром с параметрами 5—10 кгс/см², t=240°С в течение 2 ч и расходом 60—70 т/ч (применительно к блоку мощностью 300 МВт) для очистки маслопроводов и пассивации поверхности металла;

сушка трубопроводов маслосистемы горячим воздухом; прокачка масла.

Маслопроводы энергоблоков мощностью ниже 200 МВт, а также маслопроводы, не включенные в циркуляционные контуры, рекомендуются очищать посредством их заполнения раствором ортофосфорной кислоты или погружения в ванную с раствором ортофосфорной кислоты.

Раздел шестнадцатый

ОПРОВОБОВАНИЕ И ПУСК

КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ МОНТАЖА

16.1. ОПРОВОБОВАНИЕ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН, МЕЛЬНИЦ, ПИТАТЕЛЕЙ И СИСТЕМ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТЕЙ

Системы смазки после монтажа необходимо очистить и испытать на герметичность. При этом испытывают: резервуары масла (на плотность швов — керосином); змеевики резервуаров масла, маслонагреватели и холодильники. Трубы для масла испытываются на плотность водой давлением 6 кгс/см² или воздухом 2 кгс/см² (с обмыванием швов мыльным раствором). Опробование и промывка масляной системы производятся одновременно. Промывку производят двойную: с отключенными смазочными точками (12 ч) и с пропуском масла через рабочие точки (2—3 ч). В процессе промывки очищают фильтры (потеря давления в фильтрах не более 0,2 кгс/см²). Давление воды в маслоохладителе устанавливают меньше давления масла на 0,3—0,5 кгс/см², проверяют плотность соединения трубопроводов при рабочем давлении масла, работу предохранительного клапана насоса, запорной арматуры и указательных приборов.

После окончания промывки осматривают подшипники, сливают масло из системы в резервуары и вновь заполняют эксплуатационным маслом с помощью маслоочистительной машины (центрифуги, фильтр-пресс) или через сетку с числом ячеек 800—1200 на 1 см² с марлей в три-четыре слоя, проверяют автоматику напорных баков, электроннагревателей, включаемых при понижении температуры масла в резервуарах-отстойниках до 40°С и отключаемых при повышении температуры масла до 50°С.

Уровень наполнения жидким маслом корпусов подшипников качения вентиляторов и дымососов доводят до центра шарика или ролика (густой смазкой заполняют от 1/3 до 2/3 свободного пространства корпуса подшипника).

До пуска электродвигателя проверяют ротор вручную. Опробуют электродвигатель на оборотах и определяют направление вращения при разъединенных полумуфтах. По мере разгона электродвигателя и на выбеге после отключения снова проверяют прослушиванием отсутствие задеваний.

Для определения направления вращения и механической исправности главный электродвигатель мельницы (электроventильаторы включаются автоматически) запускают не более 2 раз. Если после работы на холостом ходу (3—5 ч) температура масла на сливе подшипников установится и не будет превышать 50° С, электродвигатель нагружают.

Включать в работу двухскоростные электродвигатели разрешается на меньшую скорость с последующим переключением на большую после набора полных оборотов. Повторный пуск — через 20 мин после первого пуска.

Для приемки электроприводов регулирующей и запорной арматуры по распоряжению главного инженера электростанции назначаются ответственные лица от технологических цехов и цеха тепловой автоматики. Устанавливается очередность предъявления электроприводов к сдаче, и заполняется журнал передачи из монтажа и наладки в эксплуатацию.

Монтаж запорно-регулирующей арматуры считается законченным, если окончательно закреплены арматура, шиберы, сочленения, рычаги, привод и т. д., установлены на свои места электродвигатели, концевые выключатели, размыкатели ручного управления, первичные рычаги, проверена легкость хода арматуры и шиберов, нанесены указатели 0 и 3 направления вращения.

Перед опробованием механизмы оборудуют проверенными КИП, регуляторами, сигнализацией, технологическими защитами и блокировками в объеме проекта.

При первом пуске регенеративных вращающихся подогревателей (РВП) в течение 10 мин проверяют на плавность ход ротора, правильность зацепления звездочки с цевочным колесом, отсутствие толчков, вибрацию ротора и каркаса, работу подшипников, течи масла. После обкатки регулируют натяг наружных концов верхних радиальных и периферийных уплотнений. После опробования котла производят окончательную корректировку зазоров между ротором и периферийными уплотнениями. Во время обкатки механизмов плавность хода и отсутствие заеданий могут быть проверены по устойчивости стрелки амперметра.

При пуске дымососов и вентиляторов на холостом ходу закрывают шиберы на всасывающих карманах дымососов (кроме дымососов типа ДОД) или напорных патрубках вентиляторов; после достижения полной частоты вращения частично открывают шиберы. При первом пуске агрегат работает 10 мин, затем его останавливают, проверяют затяжку болтов фундаментных и подшипников и состояние смазки. Нагрев подшипников допускается на 40° выше температуры окружающей среды, но не выше 65° С.

Вибрация подшипников допускается в следующих пределах:

Частота вращения, об/мин	600	750	1000	1500
Допустимая вибрация подшипников, мм	0,14	0,12	0,10	0,08

Перед пуском дымососов типа ДОД устанавливают направляющие аппараты в положение, соответствующее минимальной произво-

дительности, открывают шиберы на газовом тракте, запускают маслонасосную станцию, проверяют поступление масла к подшипникам и слив в отстойники, включают вентилятор охлаждения опорного подшипника, растормаживают ходовую часть, проверяют работу реле слива масла и его блокировку на отключение дымососа при прекращении подачи масла на подшипники.

Обкатку шаровых барабанных мельниц без шаров производят в течение 4—5 ч. Мельничный агрегат должен работать без вибрации. Вибрация подшипников мельницы, привода и электродвигателей допускается не более 0,12 мм

Шары загружают в мельницу в три приема по 1/3 их общей массы. Обкатку мельницы, загруженной шарами без топлива, во избежание большого износа брони и шаров производят по 5 мин в каждый прием. Загруженный шарами барабан мельницы прокручивают 3—4 раза в сутки в течение 5—10 мин. После обробования мельницы производят обтяжку болтов. После 2—3 ч работы под нагрузкой мельницу останавливают, производят ревизию подшипников, приводного узла, подтяжку болтов броневых плит и устраняют обнаруженные дефекты.

Опробование на холостом ходу мельницы с фрикционным приводом производят до установки углеподающего и пылевыводящего патрубков. Положение барабана на опорных и приводных роликах определяют при прокручивании его на малых оборотах от вспомогательного привода в течение 1 ч, а затем от основного — 4—5 ч

При пуске молотковых мельниц не должно быть задеваний вращающихся деталей о неподвижные внутренние части корпуса, в уплотнениях, подшипниках и водораспределительной коробке. Проверяют плотность корпуса.

Питатели пыли и угля обкатывают на холостом ходу при максимальной частоте вращения, после чего проверяют работу питателей на всех скоростях.

В процессе подготовки дробеочистки разбрасывающие устройства проверяют на длину разгонного участка от нижнего замедлителя до полусферы разбрасывателя (1800—2000 мм).

В дробеочистительной установке применяется чугунная дробь диаметром 3—5 мм (насыпная масса дробы 4500 кг/м³; угол естественного откоса дробы 35—41°; количество дробин диаметром 4,5 мм в 1 кг дробы — около 2500 шт.).

На котлах под наддувом применяется установка, в которой дробеуловитель постоянно находится под избыточным давлением воздуха, превышающим давление в газоходе. Для эффективной очистки поверхностей (интервал 4—8 ч) количество дробы, пропускаемой за разовую очистку через 1 м² сечения газохода, составляет 100—300 кг. Дробевую очистку производят после цикла обдувки поверхностей нагрева обдувочными аппаратами. В процессе опробования обдувочных аппаратов контролируют режим работы электродвигателей и проверяют автоматическое включение заданного сочетания обдувочных аппаратов.

16.2. ПРОВЕРКА КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ НА ГАЗОВУЮ ПЛОТНОСТЬ

При проведении опрессовок топок и газозвоздушных трактов котлов учитывают расчетные нагрузки на элементы оборудования и прочность диафрагм предохранительных клапанов.

Шахты и короба, соединяющие их с топками, рассчитываются на внутреннее давление 4000 кгс/м². Газоходы от котла до дымовой трубы рассчитываются на рабочее давление. Каркасы топки и газоходов котла (под наддувом) рассчитываются на внутреннее давление, превышающее атмосферное не менее чем на 300 кгс/см².

Проверке на плотность подвергаются следующие узлы топки и газовоздушного тракта: газоходы от конвективной шахты до дымовой трубы, тракты рециркуляции дымовых газов, холодного и горячего воздуха, воздухопроводы уплотнения шатра и экранов дробеочистки, калориферная установка. При проверке уплотняются и закрываются ремонтные лазы и люки. Монтажные стыки укрупненных блоков и коробов панелей экранов котла не изолируются (если не сданы на плотность промазкой керосином).

Для контроля давления воздуха в котле и по тракту при опрессовке используют следующие штатные приборы: давление и разрежение дымовых газов вверху топки; давление холодного воздуха на напорных коробах ТВД, дымовых газов за экономайзером, перед РВП, в общих горелочных коробах; перепад давления шатер — топка. Включают в работу приборы контроля параметров ТВД, температуры подшипников резервных дымососов и их электродвигателей.

Опрессовка газовоздушного тракта котла под наддувом и пылесистем производится в три этапа:

Этап 1. Предварительная опрессовка при работе одной ТВД.

Этап 2. После устранения обнаруженных дефектов в работу включают обе турбовоздуходувки. Опрессовку производят при закрытых шиберх на газоходах за РВП с постепенным подъемом давления в топке до 400 кгс/м² и повторно производят выявление неплотностей газовоздушного тракта.

Этап 3. При отсутствии неплотностей поднимают давление в топке до 600 кгс/м², проверяют плотность газовоздушного тракта, топки и конвективной шахты.

По штатным приборам следят, чтобы давление не превышало следующих значений, кгс/м²: в напорном коробе ТВД — 1200 кгс/см², до ТВД — 1100 кгс/см², за ТВД — 900 кгс/см², в общем горелочном коробе — 800 кгс/см², в топке — 600 кгс/см².

При осмотре обращают внимание на плотность спилфоновых компенсаторов, коробов разъемов экранов, шатра, плосколинзовых компенсаторов, ремонтных лазов и люков, монтажных стыков между блоками и коробами, РВП, бункеров котла, компенсаторов горячего воздуха, коробов рециркуляции газов и за экономайзером к РВП.

Газопылевоздухопроводы под разрежением (табл. 16.1) проверяют на плотность.

При опрессовке пылесистем проверяют сварные стыки, фланцевые соединения, клапаны и шиберы, короба первичного воздуха, основные и сбросные пылепроводы, сепараторы, циклоны, горловины мельниц, течки, мигалки. На участках пылевоздушных потоков в зависимости от режима их работы проверяют проектное разрежение или давление работающего мельничного вентилятора. Контроль плотности пылевоздушных коробов производят переносным факелом или по выбиванию порошка мела, внесенного в движущий поток воздуха под давлением. Опрессовку совмещают с обкаткой мельничного агрегата. При проведении опрессовок пылевоздушных трактов контролируют давление в оборудовании пыленригательных установок, снабжаемых предохранительными клапанами, в которых расчетное давление на прочность не должно превышать: с шаровыми барабан-

Таблица 16.1. Проверка плотности газовоздушного тракта

Объект испытания	Объем проверки	Режим опрессовки	Способ проверки	Примечание
Топка и конвективная шахта барабанного котла под наддувом	Обмуровка, обшивка, гарнитура, компенсаторы, мигалки, горелки, шлаковый комод	Воздухом от компрессора на 400—600 кгс/м ²	У-образным прибором, падение давления за 10 мин не должно превышать 25 кгс/м ²	Устанавливают заглушки за экономайзером и на подводе воздуха к горелкам
Топка и конвективная шахта, газоходы и воздухоулавливающие устройства	—	При работе дымососа с разрежением вверху топки 30—40 кгс/м ²	Переносным факелом	Топки котлов (домениный и коксовый газ) проверяют давлением воздуха 10 мм вод. ст.
Воздушный тракт и трубчатый воздухоподогреватель	Стыки, фланцевые соединения, компенсаторы, передельные короба, кубы воздухоподогревателя	Полным напором работающего вентилятора	Переносным факелом или мелом	Поврежденные трубки воздухоподогревателя заглушают с обеих сторон куба

ными и среднеходными мельницами — 15 000 кгс/м²; с молотковыми мельницами, мельницами-вентиляторами — 4000 кгс/м².

16.3. ОПРОБОВАНИЕ ГАЗООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Для эффективной работы электрофильтров проверяют чистоту и точность центровки электродов, непрерывное поддержание величины напряжения в заданных пределах на электроагрегатах, исправное состояние газораспределительных устройств, герметичность газового тракта и камер электрофильтров, чистоту поверхности изоляторов, содержание горючих в летучей золе, которое не должно превышать величины, установленной проектом, режим встряхивания осадительных электродов.

Перед пуском электрофильтра с включением газов производят тщательный осмотр камеры электрофильтра и проверяют отсутствие скоплений золы, чистоту коронирующих и осадительных электродов, исправность действия механизмов встряхивания электродов, герметичность бункеров и взрывных клапанов.

Перед пуском мокрых золоуловителей в эксплуатацию очищают водопроводы от грязи, ржавчины и окалины. Воду на орошение включают перед растопкой котла, в противном случае можно повредить футеровку золоуловителей. Выключают воду через 10 ч после останова котла, когда температура газов в золоуловителе снизится до 60° С.

Для надежной и эффективной работы мокрых золоуловителей необходимо поддерживать давление воды перед смывными и оросительными соплами и перед форсунками в установленных пределах, регулярно промывать входные патрубки золоуловителей от налипающей на их стенках золы, наблюдать за правильной работой оросительных сопел и форсунок, а также гидравлических затворов, очищать фильтры при давлении воды за ними меньше 2,5 кгс/см².

Входные патрубки промывают до полного удаления золowych отложений (5 мин).

16.4. ПАРОВОЕ ОПРОБОВАНИЕ КОТЛА

Подготовку котла к растопке производят в соответствии с ПТЭ, заводскими и эксплуатационными инструкциями. Проверяют отсутствие в топке и газоходах лесов, посторонних предметов в пожароопасных местах и зонах обслуживания, плотность закрытия гарнитуры, чистоту оборудования и рабочих мест. Все работы на котле и вспомогательном оборудовании прекращаются, а люди выводятся, при этом должны быть:

окончен монтаж оборудования, сняты закоротки и заземления, в исправном состоянии телефонная связь, рабочее и аварийное освещение на рабочих местах, блочном щите управления и местных щитах;

подготовлен противопожарный инвентарь по постам;

проверена работа защитно-запальных устройств;

наличие комплектов тарированных мазутных форсунок;

надежность питания СН;

готовность действующего оборудования к обеспечению сторонним паром; собраны электрические схемы электродвигателей, дистанционного управления арматурой и шиберами;

подано напряжение и включены контрольно-измерительные приборы, защиты, блокировки, сигнализация и автоматика с соответствующими уставками (табл. 16.2);

Таблица 16.2. Защиты (с ориентировочными уставками), производящие останов котла

Наименование защиты	Время отключения котла и действие уставок, с		
	Прямочный	Барабанный от 100 до 10 кгс/см ²	Барабанный ниже 100 кгс/см ²
Погасание факела в топке	Без выдержки времени		
Падение разрежения в топке, мм вод. ст.:			
для барабанных котлов под разрежением с выдержкой времени до 10 с	—	—	+10
для прямочных котлов под наддувом с выдержкой времени до 20 с	+630	—	—
Падение давления воздуха и газа перед горелками, мм вод. ст.	10/40—60	—	10/20
Колебания уровня воды в барабане, мм:			
минимальный	—	—175	—100
максимальный	—	+150	+100
Падение давления мазута перед форсунками кгс/см ² , не ниже паромеханическими механическими	—	1,5	—
Уменьшение разности температур газов до и после РВП, °С, не ниже	—	7	—
Повышение и понижение давления перед ВЗ, кгс/см ²	30/23	20	—
Повышение температуры первичного (вторичного) пара при 545° С, не выше	560	Принимается в зависимости от температуры острого пара	
Понижение температуры первичного пара, °С, не ниже	500	—	—
Понижение расхода питательной воды на поток ниже 30% номинального значения с выдержкой времени, с	20	—	—
Прекращение расхода через промперегрев	Без выдержки времени	—	—
Отключение всех дымососов (вентиляторов)	Без выдержки времени	—	—

опробовано дистанционное управление оперативной арматурой и шиберами;

собраны схемы газовоздушного тракта котла, подачи природного газа, паромазутопроводов, технического водоснабжения, пожаротушения и очистки РВП;

подготовлены к включению оборудование тягодутьевое, пылеприготовления, шлакоудаления и гидрозолоудаления, электрофильтры, калориферная установка, дробеструйная очистка, паровая обдувка котла;

собрана схема для заполнения котла водой и прокачки воды по контуру,

подготовлена схема паропровода блока к растопке.

После окончания предпусковой деаэрации при содержании кислорода в питательной воде не более 10 мг/кг заполняют котел

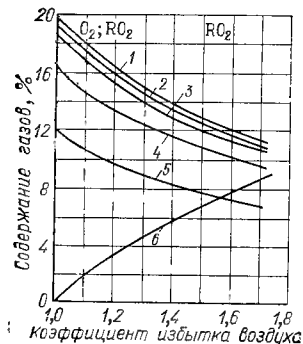


Рис. 16.1. Содержание в газах O_2 и RO_2 в зависимости от коэффициента избытка воздуха для разных топлив.

1 — фрезерный торф; 2 — подмосковный уголь и полуантрацит; 3 — тощий уголь; 4 — мазут; 5 — газ; 6 — содержание кислорода для всех топлив.

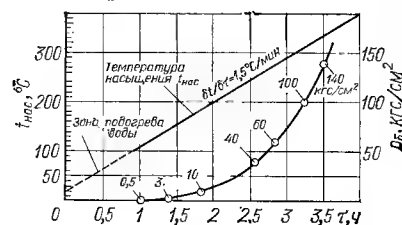


Рис. 16.2. Изменение температуры в барабане газоплотного котла при растопке.

водой. Заполнение водой прямооточного котла, удаление из него воздуха, а также промывку его от загрязнений производят на участке до ВЗ в тракте котла при сепараторном или по всему тракту при прямооточном режиме растопки. После повышения давления в тракте котла и открытия впускного клапана ПВД опробуют защиту ПВД по первому пределу (с контролем закрытия впускного клапана), после чего восстанавливают схему включения ПВД по пару и питательной воде. Проводят прокачку воды по потокам котла и устанавливают растопочный расход воды 30% номинального значения на поток, включают регуляторы питания и отключают рециркуляцию ПЭН.

При заполнении котла с естественной циркуляцией температура воды перед барабаном не должна отличаться более чем на 40°С от температуры металла барабана.

Разность между температурой верха и низа барабана в процессе растопки котла из холодного состояния не должна превышать 40°С.

До растопки и при останове котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, вентилируют дымососом и дутьевым вентилятором в течение не менее 10 мин при сжигании газа и мазута и не менее 5 мин при сжигании фрезерного торфа и других твердых топлив.

Температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, для влажных несернистых топлив поддерживается на 10°С выше точки росы водяных паров, содержащихся в дымовых газах, а для сухих несернистых — не ниже 30°С. При сжигании сернистого мазута с малым избытком воздуха в топке (рис. 16.1) температуру воздуха

перед трубчатыми воздухоподогревателями устанавливают не ниже 70°С, а перед регенеративными — не ниже 60°С.

Для растопки прямооточного котла при вакууме в конденсаторе 500 мм рт. ст. и устойчивом поддержании растопочного расхода воды в котле и давления перед встроенной задвижкой (ВЗ) 250 кгс/см² включают форсунки (горелки) нижнего яруса. Устанавливают расход топлива на уровне 6—7% номинального, исходя из повышения температуры среды перед ВЗ до 180—220°С, необходимой для проведения водной отмычки. После водной отмычки увеличивают расход топлива до 14—15% номинального, исходя из повышения температуры среды перед ВЗ до 300°С. При повышении температуры пара после ПСБУ до 180—200°С вводят в работу впрыск, а при температуре свежего пара 280°С включают в работу пусковой впрыск и его регулятор.

После повышения температуры перед ВЗ до 410°С переводят котел на прямооточный режим. При давлении пара за котлом 240 кгс/см² открывают ВЗ. При достижении номинальных значений температуры свежего и вторичного пара за поверхностями нагрева переводят впрыски на автоматическое управление.

С начала растопки барабанных котлов включают возможно большее количество симметрично расположенных горелок. Подъем давления и нарастание температуры насыщения регулируют расходом пара на продувку перегревателя (температура газов перед перегревателем не выше 500—550°С). Продолжительность растопки составляет 3,5—4 ч (рис. 16.2). Растопочный расход пара устанавливают 5—10% номинальной производительности котла.

После растопки газоплотного котла прогрев панелей топки и конвективной шахты производят паром постороннего источника. Для парового обогрева панелей используют насыщенный пар (давление 9—16 кгс/см², температура 220—250°С, расход 20 т/ч). Пар подается одновременно во все нижние коллекторы экранов топки и конвективной шахты, в которых установлены перфорированные трубы (допустимая развертка температур стенок сваренных между собой экранных труб не более 50°С). При давлении в барабане 6 кгс/см² паровой разогрев панелей отключают.

Для уменьшения температурных неравномерностей в металле барабана при растопке применяют паровой обогрев от постороннего источника насыщенным паром давлением 50 кгс/см². Расход греющего пара регулируют в зависимости от разницы температур верха и низа барабана (ориентировочно 2,5—3 т/ч). При растопке котла паровой обогрев включают за 15 мин до розжига форсунок (растопочной горелки). При давлении 40 кгс/см² и допустимой развертке температур стенок барабана подачу пара на обогрев прекращают.

При наличии в топке радиационного перегревателя, расположенного на фронтальной стене, период розжига горелок удлиняют, максимально возможное количество горелок включают через 45—60 мин с момента розжига первых горелок. Дренажи настенного радиационного перегревателя закрывают при температуре перегретого пара на выходе из котла не менее 300°С и при разности температур между панелями не более 15—25°С.

Продувку экранов через нижние точки производят для удаления шлама, скапливающегося в нижних коллекторах. Во время растопки производят до четырех-пяти продувок, но не чаще 1 раза в 1 ч. Первую продувку производят при давлении в котле 3—5 кгс/см², время последующих продувок определяют конкретными условиями.

Экраны газоплотного котла продувают при давлении 70 кгс/см² (если к этому времени отключен пар на прогрев панелей) и 25 кгс/см² (контролируют уровень воды в барабане).

Продувка дренажных точек производится поочередно; одновременная продувка двух и более точек запрещается.

Общая продолжительность продувки водоуказательных колонок составляет не более 1—1,5 мин. На контроль за уровнем воды в ба-

Таблица 16.3. Нормы регулирования импульсно-предохранительных устройств

Номинальное давление пара за котлом, кгс/см ²	Давление настройки предохранительного клапана	
	контрольного	рабочего
До 13	$p_{\text{раб}} \pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$	$p_{\text{раб}} + 0,3 \text{ кгс/см}^2$
От 13 до 60	1,03 $p_{\text{раб}}$	1,05 $p_{\text{раб}}$
От 60 до 140	1,05 $p_{\text{раб}}$	1,08 $p_{\text{раб}}$
От 140 до 225	1,08 $p_{\text{раб}}$	1,08 $p_{\text{раб}}$
От 225	1,10 $p_{\text{раб}}$	1,10 $p_{\text{раб}}$

рабане по сниженным уровнемерам переходят при одинаковых показаниях всех сниженных уровнемеров.

Обтяжку фланцевых соединений производят при давлении в котле не более 4 кгс/см². Обтяжку фланцевых соединений с металлическими прокладками производят на холодном котле.

Продувку пробоборных и импульсных линий начинают при давлении 4 кгс/см² и продолжают до полной очистки внутренних поверхностей труб (определяется визуально и по результатам анализов).

Проверка тепловых расширений котла производится при давлениях, указанных в заводских формулярах, по реперам или многоканальным приборам. Основные места замеров: нижние камеры экранов, барабан, выходные и промежуточные камеры перегревателя, камеры экономайзера. Проверку установки реперов на нуль производят до заполнения котла водой. Во время растопки котла записывают показания реперов по условиям равных приростов температуры насыщения при давлениях, кгс/см²: 0 (при 100°С), 5, 25, 65, 140—150 (рабочее).

Расчетные тепловые расширения, мм, при рабочем давлении указываются заводом-изготовителем или определяются по формуле

$$\Delta l = 1,2 \frac{\Delta t}{100} l,$$

где l — длина расширяющегося участка, м; Δt — изменение температуры участка, °С.

Каждый котел оснащается не менее чем двумя импульсно-предохранительными устройствами (ИПУ): Главные клапаны ИПУ на всех котлах устанавливаются за перегревателями. На барабанных котлах половина всех установленных клапанов действует при повышении давления в барабане, другая — за перегревателем (табл. 16.3).

За рабочее давление $p_{\text{раб}}$ принимается давление в барабане и за перегревателем. На барабанных котлах по нормам для контрольного клапана регулируется ИПУ, действующее по давлению за перегревателем.

Контакты электроконтактного манометра настраивают на давление, соответствующее давлению срабатывания ИПУ (орган настройки контактов ЭКМ пломбируется):

для контрольного клапана

$$p_{\text{ЭКМ}}^{\text{К}} = p_{\text{ср}}^{\text{К}} + h^{\text{К}};$$

для рабочего клапана

$$p_{\text{ЭКМ}}^{\text{Р}} = p_{\text{ср}}^{\text{Р}} + h^{\text{Р}},$$

где $p_{\text{ср}}^{\text{К}}$ и $p_{\text{ср}}^{\text{Р}}$ — давления срабатывания контрольного и рабочего клапанов, кгс/см²; $h^{\text{К}}$ и $h^{\text{Р}}$ — поправки на разность высот отметки подсоединения импульсных линий и отметки установки ЭКМ контрольного и рабочего клапанов.

Перед началом регулировки ИПУ производят наружный осмотр: проверяют наличие воды в демиферных камерах клапанов, открытие вентилей на импульсных линиях ЭКМ и снятие маховиков (шпиндели пломбируют); передвигают в крайнее положение грузы на рычагах импульсных клапанов в сторону электромагнита. Затем повышают давление за котлом до срабатывания рабочих клапанов, фиксируют момент срабатывания главного клапана, закрепляют груз стопорным винтом и устанавливают на рычаге дополнительный груз для регулировки других клапанов (аналогично настраивают остальные клапаны). Снижают давление за котлом до давления срабатывания контрольных клапанов и производят их регулировку. После регулировки клапанов от грузов проверяют их работу в положении «Автомат».

16.5. ПУСК ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ПОСЛЕ МОНТАЖА

При подготовительных работах на водогрейных котлах производятся:

проверка схемы циркуляции котла и включение в гидравлический контур теплосети; определение режима работы котла (основной или пиковый);

опробование технологических защит (табл. 16.4) и блокировок и включение КИП;

проверка схемы подачи топлива в котел и продувка паромазутопроводов; опробование системы очистки конвективной части котла и регулировка обмывочных аппаратов; проверка схемы включения воздухопроводов и газоходов (с дымососом или на индивидуальную трубу);

уточнение схемы трубопроводов подпитки гидравлического контура.

При закрытом водоразборе производится водная промывка, при открытом — горячая промывка щелочным раствором и хлорирование воды.

Перед растопкой котел проверяют на заполнение водой. Растопку производят при расходе воды через котел не менее 80% номинального значения. После розжига всех запальных устройств открывают мазут (газ) на растопочных горелках. Остальные горелки включают последовательно с воспламенением топливной смеси от общего факела топки. При повышении температуры воды в котле выше установ-

ленного предела отключается часть работающих горелок для снижения температуры воды до необходимой величины.

В период проведения комплексного опробования котла производят наладку режима горения, включение автоматики, составление временных режимных карт.

Таблица 16.4. Защиты и ориентировочные уставки водогрейного котла

Наименование защиты	Время отключения котла и действие уставок, с
Погасание факела в топке	Без выдержки времени
Падение разрежения в топке с выдержкой времени (до 10 с), мм вод. ст.	5—10
Повышение давления воды за котлом, кгс/см ²	Максимальные 6; 20 и минимальные 2,5; 5 при температуре воды соответственно 117 и 152°С
Понижение расхода теплоносителя с выдержкой времени, с	20
Отключение всех дымососов (вентиляторов)	Без выдержки времени
Повышение температуры воды на выходе из котла, °С	117 и 152 соответственно при давлении воды на выходе из котла 6 и 20 кгс/см ²
Снижение давления газа перед горелками, мм вод. ст.	Не ниже 220 и 300 соответственно при давлении воды на выходе из котла 6 и 20 кгс/см ²

При останове котла поочередно отключают горелки в порядке, обратном включению.

В случае возникновения аварийной ситуации (падение расхода воды через котел ниже допустимого предела и по другим уставкам) выключают подачу мазута (газа) на все горелки и закрывают общий клапан на отводе к котлу, закрывают мазутную (газовую) арматуру на каждой горелке, воздушные шиберы на горелках и останавливают вентиляторы.

16.6. ПРОДУВКА ТРУБОПРОВОДОВ

Паровой продувке подвергаются паропроводы главные, промпрегрева и собственных нужд низкого давления; в отдельных случаях продуваются трубопроводы питательные, поверхностей нагрева котлов и др.

Для продувки элементов тепловой схемы используется пар от котла или постороннего источника.

Продувку паропроводов производят при давлении пара не более 40 кгс/см². Во время продувки всю арматуру по тракту открывают, а плавное регулирование расхода пара на прогрев и продувку производят первой по ходу пара задвижкой. Во время интенсивной продувки при открытых задвижках допускается снижение давления в барабане котла до 20 кгс/см² без форсирования топочного режима. При продувке паропроводов паром от прямооточного котла гидравли-

ческий режим в поверхностях нагрева котла до ВЗ поддерживается на расчетном уровне.

Паропроводы промпрегрева продувают паром при давлении 5—12 кгс/см² (длительность каждого этапа продувки не менее 10 мин).

Проверку качества продувки производят по фактическому коэффициенту запаса кинетической энергии (по критерию эффективной продувки, который должен быть не меньше 1,5):

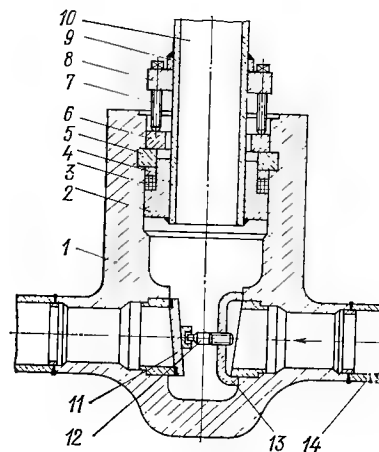


Рис. 16.3. Установка заглушки и выпускного патрубка на паровой задвижке.

1 — корпус задвижки; 2 — втулка (приварная); 3 — набивка асбестовая; 4 — кольцо сальника; 5 — кольцо разъемное; 6 — кольцо опорное; 7 — болт установочный; 8 — хомут; 9 — кольцо упорное (приварное); 10 — выпускной патрубок; 11 — заглушка; 12 — упорный винт; 13 — скоба; 14 — трубопровод.

$$K_{эф} = \frac{G_n^2 V_n}{G_0^2 V_0} = \frac{G_n w_n}{G_0 w_0},$$

где G_n и G_0 , V_n и V_0 , w_n и w_0 — расход, кг/с, удельный объем м³/кг, скорость пара, м/с, соответственно при продувке и номинальном режиме.

Выхлоп при продувке трубопроводов высокого давления осуществляется через временные устройства (рис. 16.3), из трубопроводов холодного и горячего промпрегрева — через тройники и отводы.

16.7. ПУСК СИСТЕМЫ ГИДРОЗОЛУДАЛЕНИЯ

Система ГЗУ пускается в работу за 30—45 мин до подачи в топку угольной пыли.

При двухступенчатой установке насосов вторая ступень включается после того, когда давление в пульпопроводе достигнет 75—80% номинального давления первой ступени. Запуск гидроаппарата производят до появления воды в пульпоприемном бункере.

Гидроаппарат пускают при открытой задвижке на пульпопроводе. После пуска ГЗУ снимают характеристики золосмывных аппаратов (табл. 16.5, 16.6).

Останов системы ГЗУ производят после удаления шлака из ванны, комодов и золы из бункеров золоуловителей и промывки золошлаковых каналов и пульпопроводов (промывают 20—25 мин каждый километр пульпопровода). В процессе промывки скорость воды в пульпопроводе поддерживают не ниже оптимальной скорости перемещения пульпы (табл. 16.7).

Таблица 16.5. Золосмывные аппараты непрерывного действия

Производительность на сухой золе, т/ч	Давление воды перед смывным соплом, кгс/см ²	Кратность смыва, т воды/т золы (расход воды на золо-смывной аппарат 4 м ³ /ч)
1,0 1,5 2,0 2,5 3,0	2	3—4
4 5 6	3	

Таблица 16.6. Механизированные устройства для удаления шлака

Тип шлакоудаляющего устройства или дробилки	Вид шлака	Производительность, т/ч	Затраты электроэнергии на привод, кВт·ч/т
Скребокковые транспортеры	Твердый и жидкий	25—35	0,3—0,5
Шнековые транспортеры	Твердый	4—8	0,5—0,8
Роторное шлакоудаление	Жидкий	10	0,7—1,0
Шлакобросные барабаны	Твердый	20—25	До 0,1
Одновалковые дробилки	Твердый и жидкий	10—12	0,4—0,8
Трехвалковые дробилки	Жидкий	16—10	0,6—1,0

Таблица 16.7. Скорость пульпы и расход воды в пульпопроводах ГЗУ

Внутренний диаметр пульпопровода, м	Расход шлака по пульпопроводу, т/ч								
	5	10	15	20	25	30	40	50	
0,20	$\frac{1,74}{194}$	$\frac{1,83}{201}$	$\frac{1,89}{205}$	$\frac{1,96}{210}$	—	—	—	—	
0,30	$\frac{1,66}{418}$	$\frac{1,73}{434}$	$\frac{1,77}{442}$	$\frac{1,81}{450}$	$\frac{1,84}{456}$	$\frac{1,87}{460}$	—	—	
0,40	—	$\frac{1,67}{748}$	$\frac{1,71}{762}$	$\frac{1,74}{773}$	$\frac{1,76}{778}$	$\frac{1,79}{790}$	$\frac{1,88}{804}$	$\frac{1,86}{813}$	
0,50	—	—	—	$\frac{1,69}{1180}$	$\frac{1,72}{1202}$	$\frac{1,74}{1208}$	$\frac{1,76}{1220}$	$\frac{1,79}{1240}$	

Примечание. В числителе — скорость пульпы, м/с, в знаменателе — расход воды, т/ч.

16.8. ОПРОБОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПОДАЧИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Топливо, поступающее на ТЭС в полувагонах по железной дороге, в зимнее время разогревается в размораживающих устройствах.

После монтажа проверяют температурный режим размораживающего устройства (температура нагрева деталей полувагонов: бортов деревянных и металлических — 90°С; соединительных шлангов — до 80°С; тормозных цилиндров — до 50°С), скорость (до 10 м/с) подачи воздуха, нагретого до 100°С, из коробов через сопла на боковые стенки кузова и днище полувагона, нагрев стенки полувагонов трубчатых излучателей, обогреваемых паром (температура поверхности 150—200°С), в размораживающем устройстве комбинированного типа, и вентиляторы для циркуляции горячего воздуха.

Во время испытания с порожним вагоном вагоноопрокидыватель вращают в течение 20 мин (10 опрокидываний), наблюдают за состоянием рабочих поверхностей зубьев и за работой тормозов, проверяют скорость вращения ротора опрокидывателя, особенно в моменты привалок вагона к привалочным стыкам и упорам. Испытание вагоноопрокидывателя под нагрузкой проводят в течение 4 ч.

Продолжительность испытаний приводов конвейера составляет не менее 2 ч (производят десятикратное включение и выключение двигателей). Натяжные станции при этом находятся в исходном положении при освобожденных грузах, лента не должна провисать между роликами на величину более чем 3% расстояния между роликоопорами. В местах перегибов лента не должна быть приподнята более чем на 200 мм от роликов и по длине конвейера должна располагаться симметрично продольной оси.

Перед первым включением конвейера поднимают плужковые сбрасыватели, отводят и закрепляют в нерабочем положении очистители лент.

При готовности к пуску на 3—5 с включают конвейер, проверяют правильность фазировки двигателя, действие пусковой аппаратуры.

Усилие прижатия скребков должно составлять 3—5 г/см², щеток — 1,3 г/см² (регулируют путем перемещения груза на рычаге или затяжки пружины). Конвейер включают на обкатку в течение 24 ч. Проверяют действие защит и блокировок. Опробуют выключатели, реле обрыва, перекося ленты и ее скорости, звуковой сигнализации.

Пластинчатый питатель испытывают на холостом ходу и под нагрузкой в течение 4 ч проверяют исправность загрузочных устройств, равномерность подачи и отсутствие просыпания топлива, соответствие действительной производительности ее проектной величине. Обкатку дробилок на холостом ходу производят в течение не менее 8 ч (температура нагрева подшипников должна стабилизироваться в пределах 60—70°С).

Обкатку механизмов топливоподачи — питателей, щепо- и металлоуловителей, аспирационных установок — производят также после тщательной проверки качества сборки и монтажа в течение 8 ч.

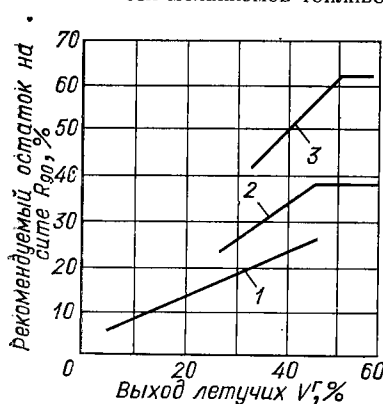
При прохождении топлива по узлам пересыпки и конвейерам определяют неплотности (аспирационные установки на первых пусках не включают для выявления неплотности из лотков и течек). Топливо на ленту конвейера должно ложиться по центру желоба ленты, а края ленты на 100—150 мм с обеих сторон должны оставаться чистыми. Если загрузка несимметричная, то в течеке устанавливают направляющие или отбойные щитки.

К моменту комплексного опробования полностью заканчивают строительно-монтажные работы, включают КИП и автоматику, пожарную сигнализацию, телефонную связь, постоянное и аварийное

Таблица 16.8. Концентрация пыли

Топливо	Предел взрывоопасной концентрации пыли в воздухе, кг/м³		Условия взрыва		Минимальное значение кислород, %
	нижний	верхний	Концентрация, кг/м³	Развивающееся давление, кгс/см²	
Торф	0,16—0,18	13—16	1,2	3,1—3,3	16
Бурые угли	0,21—0,25	5—6	1,7—2,0		18
Каменные угли	0,32—0,47	3—4	1,2—2,0	1,3—1,7	19

освещение. Комплексным пуском проверяется работа под нагрузкой всех узлов смонтированного оборудования топливоподачи. Окончанием комплексного опробования считается непрерывная работа в течение 16 ч всех механизмов топливоподачи.



Взрываемость угольной пыли определяется минимальной концентрацией кислорода в аэросмеси, ниже которой возникает ее взрывобезопасность (табл. 16.8). Плотность пыли, кг/м³, характеризуется значениями плотности

Рис. 16.4. Выбор топины помола в зависимости от содержания в топливе летучих.

1 — АШ, тощие каменные угли, шаровая мельница; 2 — каменные угли — шахтные мельницы; бурые угли — шаровая мельница; 3 — бурые угли — шахтные мельницы.

насыпной массы, кажущейся объемной и истинной. Плотность свеженасыпной сухой пыли равна 0,45—0,5 т/м³, слежавшейся — 0,8—0,9 т/м³. Угол естественного откоса сухой пыли равен 25—30°.

Дисперсность угольной пыли (тонкость помола) характеризуется остатком пыли на ситах с размерами отверстий 200 и 900 мкм (рис. 16.4). Оптимальной тонкостью помола считается значение остатка на сите $R_{90}(R_{200})$, при котором сумма потерь $\Sigma q(q_{сн} + q_{г})$ минимальна.

Пылеприготовительные установки с молотковыми мельницами работают при концентрации пыли 0,5—2,5 кг/м³, с шаровыми барабанными мельницами — при 0,3—0,6 кг/м³.

Температура сушильного агента за мельницей (по условиям взрывобезопасности) характеризует степень подсушки топлива при размоле (табл. 16.9).

Шаровую загрузку барабанных мельниц производят по заводским или эксплуатационным данным. Загрузку и добавку производят шарами $\varnothing 25, 30$ или 40 мм. Расход шаров колеблется в пределах 0,2—1,0 кг на 1 т топлива. Добавку шаров и пересортировку произ-

Таблица 16.9. Максимально допустимые температуры сушильного агента на выходе из мельниц, °С, и влажность пыли

Топливо	Установка с бункером пыли при сушке		Установка с прямым вдуванием при сушке		Влажность пыли
	воздухом	смесью воздуха с дымовыми газами	воздухом	смесью воздуха с дымовыми газами	
Антрациты и полуантрациты	Не ограничена	—	—	—	Ниже гигроскопической
Тощие угли	130	—	—	—	Не ниже 50% гигроскопической
Экибастузский уголь	110	110	—	—	
Каменные угли	70	80	130	180	То же
Бурые угли	70	80	100	180	
Сланцы	—	—	100	180	
Фрезерный торф	—	—	80	150	Не ниже 50% гигроскопической

водят по графику, шары диаметром менее 15 мм удаляют; средняя масса шаров равна 4,7—4,9 т/м³.

Недогрузка мельницы топливом приводит к снижению ее производительности, увеличению удельного расхода электроэнергии, повышению температуры аэросмеси за мельницей, повышенному износу шаров; перегрузка мельницы топливом приводит ее к завалу и останову.

При подсушке топлива температура сушильного агента у входной горловины перед подшипником не должна превышать 400°С.

Из-за присосов холодного воздуха за мельницей снижается ее производительность и перегружается мельничный вентилятор. При увеличении присосов от 20 до 50% снижается производительность мельницы в 1,25—1,3 раза. Для уменьшения присосов через питатели сырого угля и уплотнения горловин мельниц разрежение перед мельницами поддерживают не более 20 мм вод. ст.

Начальный радиальный зазор между билами и броней должен быть не более 30 мм. При увеличении зазора при износе бил на 30 мм снижается производительность мельниц в 1,2—1,5 раза и увеличивается удельный расход электроэнергии на 10—15%. Удельный

расход электроэнергии для разных мельниц и топлив составляет до 24 кВт·ч/т. Для мельниц с центробежным сепаратором при увеличении скорости воздуха на 40% повышается производительность мельницы примерно на 19% и снижается удельный расход электроэнергии на 22% (тонина помола не изменяется).

Таблица 16.10. Ориентировочные скорости пылевоздушного потока

Наименование	Скорость, м/с
Подводящий патрубок шаровой и барабанной мельниц	25—35
Пылевыдающий патрубок ШМБ и пылепровод к сепаратору	18—20
Входной патрубок сепаратора и пылепровод к циклону	16—22
Входной патрубок циклона	18—22
Пылепровод от циклона к мельничному вентилятору	16—18
Пылепроводы от мельничного вентилятора к горелкам	25—30
Пылепроводы к горелкам при подаче пыли горячим воздухом	35
Пылепровод рециркуляции	35—45
Горелки:	Круглые Щелевые
для АШ и полуантрацитов	12—16
для тощего угля	16—20
для каменного и бурых углей	20—26 27—32
сбросные	30—40

Предел начальной температуры сушильного агента для мельниц со сплошными валами, оборудованными холодильниками, — 350°С, для мельниц с полыми валами, охлаждаемыми водой, — 450°С.

Присосы воздуха для молотковых мельниц, работающих под разрежением, не должны превышать 5%.

Температура горячего воздуха, подающего в топку пыль, для всех видов топлива не ограничивается, для каменных углей не должна превышать 250°С.

Для предупреждения сепарации пыли и ее отложений скорость потока должна быть не ниже значений, указанных в табл. 16.10.

16.9. ОПРОБОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И СЖИГАНИЯ МАЗУТА

На электростанциях сжигается мазут следующих марок: 40, 100, 200 — топочный (табл. 16.11). Марка мазута обозначает условную вязкость мазута при 50°С.

Для удобства эксплуатации технологической мазутной схемы и начальный период вводят в работу не менее двух мазутных резервуаров. Предусматривают возможность обеспечения мазутного хозяйства энергоресурсами на стадии пуска (табл. 16.12).

Таблица 16.11. Показатели топочного мазута (по ГОСТ 10585-63)

Наименование	Марка мазута		
	40	100	200
Вязкость условная, ВУ, не более:			
при 80°С	8,0	15,5	—
при 100°С	—	—	6,5—9,5
Зольность, %, не более	0,15	0,15	0,3
Содержание, %, не более:			
механических примесей	1,0	2,5	2,5
воды	2,0	2,0	1,0
Температура вспышки, °С, не ниже	90	100	140
Температура застывания, °С, не выше	+10	+25	+35
Температура застывания мазута из высокопарафиновых нефтей, °С, не выше	+25	+42	+42
Низшая теплота сгорания в пересчете на сухое топливо, ккал-кг:			
малосернистого и сернистого (соответственно серы 0,5 и 2,0%)	9700	9650	9600
высокосернистого (серы 3,5%)	9500	9450	—

Таблица 16.12. Максимальный расход пара на мазутные хозяйства в зимний период на ТЭС

Мощность ТЭС, МВт	Расход мазута с учетом цирку- ляции 25%, т/ч	Число установ- ленных цистерн, шт.	Расход пара на разогрев, слив, пропарку, т/ч	Расход пара на сливные лотки, т/ч	Расход пара, т/ч			
					на резервные мазутахра- нилища	на промежу- точные ем- кости	на спутники	общий
ГРЭС								
2400	650	24	90	18	3,0	6,0	18	202,8
1800	500	18	68	12,5	3,0	4,0	15	163,9
1200	350	24	46	9	2,0	4,0	15	117,1
1000	600	20	77	18	3,0	6,0	18	183,4
ТЭЦ								
670	500	17	65	12	2,0	4,0	15	155,6
520	350	23	45	9	2,1	3,6	15	108,6
400	250	24	46	9	2,1	3,6	15	103,1
300	190	19	36	6	1,4	3,6	12	77,8
220	150	15	29	6	1,4	3,6	12	68,5
120	100	10	19	3	1,0	2,4	12	47,9

Производят тарировку мазутных резервуаров со всасывающими трубами и насосами. Определяют максимальный строительный и эксплуатационный уровень (на 0,5 м ниже строительного) и объем резервуара, полезную вместимость резервуара (между максимальным и минимальным эксплуатационными уровнями).

Резервуары подвергаются двум видам испытаний — гидравлическому и пневматическому. При гидравлическом испытании резервуар заливают водой на полную высоту и проверяют на прочность его конструкции, равномерность осадки, плотность днища и боковых стен. Пневматическому испытанию подвергают стальные резервуары, в газовом пространстве которых создают избыточное давление воздуха, а затем разрежение, и проверяют на прочность и плотность. Производят поузловую приемку оборудования и сооружений мазутного хозяйства.

Основным способом разогрева мазута в цистернах является разогрев открытым паром.

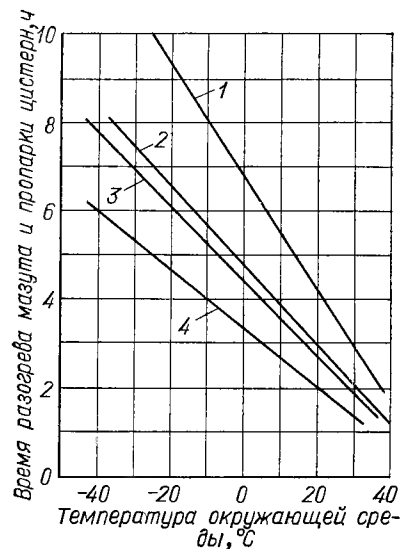


Рис. 16.5. Зависимость обработки цистерны 50 т от температуры наружного воздуха и давления пара.

1, 2, 3, 4 — соответственно давление пара 5, 6, 9, 12 кгс/см².

Прием и слив мазута из железнодорожных цистерн и перекачивание мазута в резервуары производится на приемно-сливном устройстве. Пар подается в цистерны через специальные устройства (поворотные стояки и Т-образные штанги) или в паровые рубашки специальных цистерн.

Слив мазута считается законченным (рис. 16.5) при появлении из сливного патрубка цистерны конденсата без мазута. Температура мазута в рабочих резервуарах, из которых мазут поступает к насосам, должна быть не выше 90° С, в резервных — не ниже 60° С.

Подогрев мазута в резервуаре (табл. 16.13) осуществляется при уровне мазута над внутрирезервуарными подогревателями не менее 0,5 м.

В среднем температура мазута в резервуаре падает на 1° С за 1—1,5 сут и по трассе — на 1,0—1,5° С на каждые 100 м.

При первоначальном наполнении резервуаров температура мазута должна быть выше температуры воздушного пространства не более чем на 20° С.

Подключение резервного резервуара к всасывающему мазутопроводу производится при температуре 60—70° С.

Для поддержания режима работы мазутонасосной обеспечивают постоянный проток мазута в контуре мазутонасосной и котлов с

целью предотвращения застывания мазута и образования парафинистых пробок по тракту.

Для сжигания мазута на ТЭС применяются форсунки, выпускаемые заводом ТКЗ,— паромеханические «Титан» (рис. 16.6), заводом

Таблица 16.13. Время разогрева мазута в резервуарах

Емкость резервуара, м ³	Время разогрева от 65 до 75 °С, ч	Количество рециркуляционного мазута, т/ч
20 000	16	350
10 000	14	170
5000	12	100

Таблица 16.14. Форсунки «Титан» завода ТКЗ

Номер форсунки	1	2	3	4	5	6	7	8
Расход мазута, т/ч (давление 3,5 кгс/см ²)	1,0	1,8	3,0	4,6	5,2	6,0	2,5	9,0
Расход пара, кг/ч (давление 5 кгс/см ²)	30	54	90	140	156	180	225	270

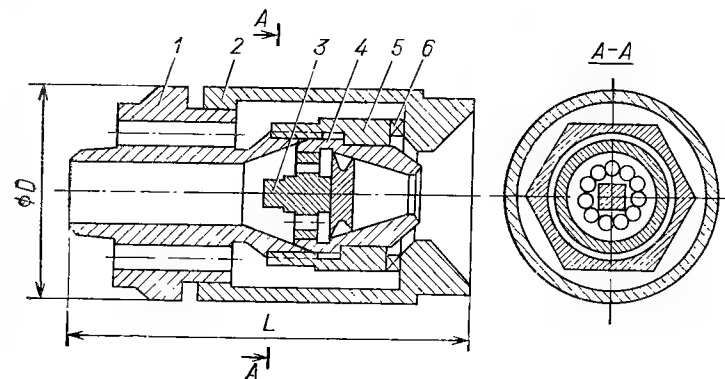


Рис. 16.6. Паромеханическая форсунка «Титан».

1 — корпус; 2 — паровое сопло; 3 — фильтр; 4 — мазутное сопло; 5 — паровой завихритель; 6 — мазутный завихритель.

«Ильмарине», — механические типов ОП и ФМ, паромеханические типа ФПМ и паровые типа ФПД. Паромеханические мазутные форсунки «Титан» (ТКЗ-6) предназначены для распыления мазута в топках

энергетических котлов, работающих в режиме переменных нагрузок (табл. 16.14). Производительность форсунки регулируется путем изменения давления топлива перед форсункой. Форсунки достаточно устойчиво работают при давлении мазута 0,3 кгс/см² перед форсункой. Диапазон регулирования 10—100%.

Механические форсунки применяются для сжигания жидкого топлива в топках стационарных паровых котлов (снижать давление

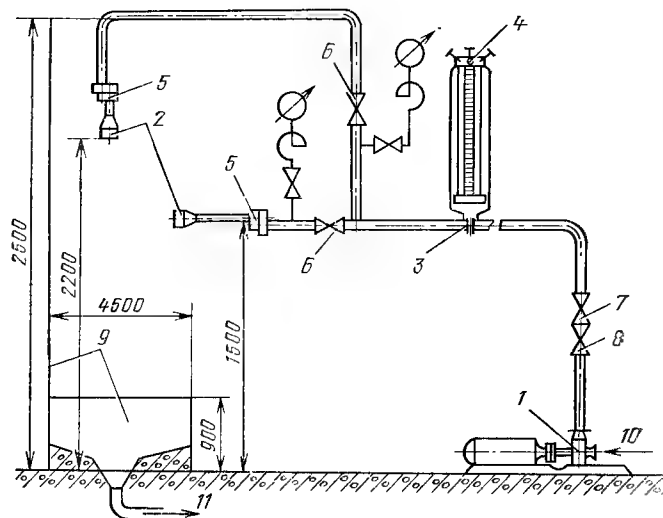


Рис. 16.7. Схема водяного стенда для проверки форсунок.

1 — центробежный насос 2,5 ЦВ-1,5 или 2,5 ЦВ-1,3; 2 — форсунка; 3 — измерительная диафрагма; 4 — дифференциальный манометр; 5 — колодки для подсоединения форсунок; 6 — регулировочный вентиль; 7 — запорный вентиль; 8 — обратный клапан; 9 — ограждение из листовой стали; 10 — вода; 11 — слив в канализацию.

топлива перед форсунками ниже 10 кгс/см² не рекомендуется). Диапазон регулирования составляет 70—100% номинальной производительности при $p_{ном} = 20$ кгс/см² и 55—100% при $p_{ном} = 35$ кгс/см².

Паромеханические форсунки завода «Ильмарине» применяются для распыла топлива в энергетических котлах и имеют небольшой диапазон изменения расхода топлива.

Форсунки паровые типа ФП используются для розжига и подсвечивания в пылеугольных котлах. Для уменьшения длины факела рекомендуется применять насадку. Давление топлива перед форсункой — не менее 0,5 кгс/см² при работе с насадкой 4—5 кгс/см²; удельный расход пара 0,3 кг/кг, воздуха — 0,8 кг/кг.

При осмотре форсунок обращают внимание на чистоту обработки поверхностей деталей, отсутствие заусениц, нагаров кокса, эрозийного износа деталей (рис. 16.7). До установки форсунок в горелки их проверяют на стенде. Форсунки в вертикальном положении проверяют на равномерность распределения распыленного мазута по се-

чению конуса. Производительность форсунок проверяют при постоянном давлении 20 кгс/см² по перепаду на дифференциальном манометре (разбежка по производительности не должна превышать $\pm 3\%$).

Для горелок с пережимом амбразур расстояние между образующей конуса распыла мазута и краями амбразуры составляет 60 мм.

16.10. СЖИГАНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Справочные расчетные данные по газу (табл. 16.15) приводятся к нормальным условиям: 0°С и 760 мм рт. ст. (1,033 кгс/см²). Объем газа, м³, при нормальных условиях определяется по формуле

$$V_0 = \frac{273 (p_n + p_r)}{760 (273 + t)},$$

где V_0 — объем газа при рабочих условиях, м³; p_n — атмосферное давление, мм рт. ст.; p_r — давление газа, мм рт. ст.; t — температура газа, °С.

Таблица 16.15. Усредненные характеристики основных видов газообразного топлива

Вид газа	Объемный состав газа, %							Нижшая теплота сгорания сухого газа, ккал/м ³	Плотность		Температура воспламенения в воздухе, °C	
	CH ₄	C _m H _n	H ₂	H ₂ S	CO	CO ₂	O ₂		N ₂	кг/м ³		относительная (по воздуху), кг/м ³
Природный	92,5	2,6	—	Сланцы 0,6	—	0,2	—	4,7	8450	0,77	0,59	530
Попутный	47,0	11,0	—		—	—	1,0	—	10,4	12 500	1,26	0,97
Искусственный: доменный генераторный коксовый пиролиза нефти	1,0	—	5,3	0,2	27,5	11,0	—	55,0	1000	1,26	0,97	530
	2,0	0,3	13,7	0,2	27,2	6,3	0,2	50,1	1390	1,15	0,89	530
	22,5	1,9	57,5	0,1	6,8	2,3	0,8	7,8	4000	0,49	0,38	300—500
	41,5	43,0	14,0		0,8	0,5		—	0,2	11 330	1,0	0,77

Пределы взрываемости смесей газов, так же как и другие параметры, зависят от их состава. Ориентировочные значения пределов взрываемости (% концентрации газов в единице объема воздуха):

	Нижний предел	Верхний предел
Природный газ	3—6	12—16
Московский городской газ	5	15
Городской газ	8	50
Коксовый газ	4—6	30—37
Генераторный газ	3	71

Смесь газа с воздухом, количество которого равно теоретически необходимому для полного сжигания газа, принимают равным 1,13 м³ на каждые 1000 ккал теплоты сгорания газа. Объем продуктов горения природного газа равен 10—12 м³ сжигаемого газа (при нормальных условиях).

Контрольная опрессовка газопроводов является обязательной операцией перед пуском газа. Газопроводы подвергаются контрольной опрессовке воздухом на давление 1000 мм вод. ст., падение давления за 1 ч не должно превышать 60 мм вод. ст.

Продувка газопроводов газом производится в дневное время в атмосферу и в безопасное место. При продувке газопроводов газом воздух удаляется в атмосферу через свечи, расположенные в верхних точках концов продуваемых участков.

Окончание продувки определяют анализом отбираемых проб; содержание кислорода в пробе не должно превышать 1%. При большом содержании кислорода допускается сжигание отбираемых проб, пропущенных через мыльную эмульсию.

Газопровод должен быть дополнительно продут газом. Продувка газопроводов низкого давления (до 0,05 кгс/см²) производится давлением газа в сети, газопроводов среднего давления (0,05—3 кгс/см²) — давлением 0,1 кгс/см².

Освобожденные газопровода от газа производится продувкой сжатым воздухом, который подводится через специальный штуцер в начале участка за запорным органом. Смесь сбрасывается через свечи в атмосферу. Добавление 3,3 объема CO₂ на 1 объем метана делает смесь с воздухом взрывобезопасной.

На котлах проверяют наличие взрывных клапанов и смотровые отверстия с крышками для розжига газовых горелок и наблюдения за их работой.

16.11. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

В тракте котлов высоких параметров основной составляющей отложений является сульфат кальция, что обусловлено малой его растворимостью и резкой зависимостью от температуры и давления воды. Растворимость окислов железа с ростом температуры непрерывно уменьшается, поэтому образование железистых отложений в тракте котлов неизбежно. Мероприятия по их уменьшению связаны с подавлением коррозионных процессов.

Отложение окиси меди в котлах может быть лишь при значительном содержании их в питательной воде, так как эти соединения хорошо растворимы в паре высоких давлений. Отложения натриевых соединений в турбине наблюдаются при повышении их концентраций в питательной воде сверх 10 мг/кг в пересчете на Na.

Растворимость окислов меди, сульфата кальция и гидроокиси магния резко уменьшается с понижением давления пара. В головных частях турбины наиболее вероятно выпадение окислов меди и некоторых соединений кальция и магния, что приводит к снижению ее мощности.

Зона выпадения окислов железа, в противоположность окиси меди, равномерно растянута по всей проточной части турбины. При концентрации кислорода менее 20 мг/кг окислы меди присутствуют в воде в количествах около 1—2 мг/кг в пересчете на медь и отложений меди в турбине не наблюдается.

Выпадение кремниевой кислоты наблюдается в части низкого давления.

Различают расчетные и эксплуатационные нормы качества воды и пара. Расчетные нормы используют в качестве исходных данных при проектировании и проведении различных исследований (табл. 16.16—16.18).

Нормы по фосфатам распространяются на барабанные котлы давлением свыше 16 кгс/см². При щелочно-солевом режиме нормируется относительная щелочность котловой воды.

Непрерывную продувку котла поддерживают для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистил-

Таблица 16.16. Нормы качества питательной воды прямоточных котлов

Наименование	Нормируемый показатель при обезжелезивании и обессоливании конденсата в размере 100%
Удельная электрическая проводимость 11-катионитовой пробы питательной воды при 25°С, мкС/см	0,3
Соединения натрия (в пересчете на Na), мг/кг	5
Жесткость общая, мкг-экв/кг	0,2
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO₂), мг/кг	15
Кислород, мг/кг	10
Гидразин (в пересчете на N₂H₄), мг/кг рН (при 25°С)	20—60 9,1±0,1
Соединения железа (в пересчете на Fe), мг/кг	10
Соединения меди (в пересчете на Cu), мг/кг	5
Масла и тяжелые нефтепродукты (до КО)	0,1

лятом испарителей не более 1 и не менее 0,5% производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой — не более 3 и не менее 0,5%; при пуске котла из монтажа допускается увеличение непрерывной продувки соответственно до 2 и 5%.

Питательная вода испарителей после термической деаэрации должна соответствовать по качеству питательной воде котлов давлением до 40 кгс/см². При питании испарителей химически очищенной водой с общим содержанием свыше 2000 мг/кг разрешается фосфатирование упариваемой воды. Качество дистиллята испарителей устанавливается для соединений натрия (в пересчете на Na) не более 100 мг/кг и свободной углекислоты не более 2 мг/кг.

Вода сетевая для питания водогрейных котлов должна удовлетворять нормам, приведенным в табл. 16.19.

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силиката в подпиточной воде не должно превышать 40 мг/кг в пересчете на SiO₂ (с непосредственным разбором горячей воды подпиточная вода

Таблица 16.17. Нормы качества питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией

Нормируемый показатель	Давление, кгс/см ²				Примечание
	100—140		100—40		
	ГРЭС и отопительные ТЭЦ	ТЭС с производственным отбором пара	ГРЭС и отопительные ТЭЦ	ТЭС с производственным отбором пара	
Вода					
Жесткость общая, мкг-экв/кг	1	1	3—5		
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO ₂), мкг/кг, при давлении 70 кгс/см ²	40	120	80	По данным испытаний	
Кислород, мкг/кг O ₂	10	10	20	20	После деаэратора
Гидразин, мкг/кг (в пересчете на N ₂ H ₄)	20—60				Перед водяным экономайзером
Свободная углекислота Показатель рН (при 25° С)	Должна отсутствовать 9,1±0,1				После деаэраторов
Аммиак, мкг/кг (в пересчете на NH ₃)	1000				
Соединения железа (в пересчете на Fe), мкг/кг		20—30	50—100		
Соединения меди (в пересчете на Cu), мкг/кг	5	5	10—20		Перед деаэраторами
Сумма нитритов и нитратов, мкг/кг	—	—	20		Больше 6 МПа

Продолжение табл. 16.17

Нормируемый показатель	Давление, кгс/см ²				Примечание
	140—100		100—40		
	ГРЭС и отопительные ТЭЦ	ТЭС с производственным отбором пара	ГРЭС и отопительные ТЭЦ	ТЭС с производственным отбором пара	
Нитрит (в пересчете на NO ₂), мкг/кг	—	—	20		
Масла и тяжелые нефтепродукты, мкг/кг			300		
Сульфит натрия, мг/кг	—	—	2		При сульфитировании
Пар					
Соединения натрия (в пересчете на Na), мкг/кг	10	15	15	25	
Кремниевая кислота (в пересчете на SiO ₂), мкг/кг, при давлении выше 70 кгс/см ²	15	25	15	25	

Таблица 16.18. Эксплуатационные нормы качества котловой воды в барабанных котлах

Режим фосфатирования	Содержание фосфатов в котле (PO ₄ ³⁻), мг/кг		
	без ступенчатого испарения	со ступенчатым испарением	
		в чистом отсеке	в соленом отсеке
Чисто фосфатной щелочности и щелочно-солевой	5—15	2—6	≤30 (для жидкого топлива) и ≤50 для другого топлива
Показатель pH при 25°С	9,5—10,4	≥9,3	≤10,7

дополнительно должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874-73 «Вода питьевая»).

В течение первых двух суток после подключения проточного котла к турбине в питательной воде, а также паре, подаваемом в

Таблица 16.19. Нормы качества сетевой воды

Нормируемый показатель	Максимальная температура подогрева сетевой воды в установках источника теплоты, °С		
	75 и ниже	76—150	151—200
Растворенный кислород, мг/кг, не более	0,1	0,05	0,03
Взвешенные вещества, мг/кг, не более	5	5	5
Карбонатная жесткость (при кальциевой жесткости не более 3,5 мг-экв/кг), мг-экв/кг, не более	1,5	0,7	0,4
Остаточная общая жесткость при использовании воды продувки котлов, мг-экв/кг	—	0,05	0,05
Свободная углекислота, мг/кг	Отсутствие		
Масла и тяжелые нефтепродукты, мг/кг, не более			

турбину, допускается превышение не более чем на 50% норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, соединений железа и меди, а также общей жесткости и удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы питательной воды. При этом в первые сутки содержание соединений железа (в пересчете на Fe) и кремниевой кислоты (в пересчете на SiO₂) допускается до 50 мкг/кг по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока из холодного состояния обеспечивается запас обессоленной воды в баках не менее 1000 м³ (жесткость — 2 мкг-экв/кг, содержание кремниевой кислоты и железа — 50 мкг/кг, удельная электрическая проводимость — 1 мкС/см) и готовность к работе аммиачно-гидразинной установки по обработке воды в контуре энергоблока.

Отмывка конденсатного тракта энергоблока от отложений производится с помощью КЭН через ПНД со сбросом воды перед деаэратором в циркуляционный водовод до содержания в воде после ПНД меди не более 20 мкг/кг, железа — не более 100 мкг/кг. Заполнение котла производят деаэрированной водой через ПВД (насосы-дозаторы гидразина и аммиака включают в работу для поддержания в питательной воде концентрации гидразина 50—100 мкг/кг и pH=9±0,2).

Продолжительность отмывки по замкнутому контуру через КО определяют качеством питательной воды (содержание железа и кремниевой кислоты — 100 мкг/кг, меди — 20 мкг/кг, жесткость — 3 мкг-экв/кг, удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы — 1 мкС/см).

Для предотвращения коррозии оборудования дозирование в питательную воду энергоблока гидразина осуществляется для связывания кислорода и аммиака для повышения показателя pH среды и связывания остатков углекислоты.

Гидразин вводят во всасывающие линии КЭН II ступени за КО (1-я точка) и бустерных насосов (БЭН) после деаэратора (2-я точка). При эксплуатации энергоблока реагент подают в обе точки (во

Таблица 16.20. Расход реагентов на энергоблоки

Наименование	Мощность энергоблока, МВт			
	1200	800	600	300
Подача растворов насосом-дозатором, л/ч:				
аммиака	100	63	10	
гидразина	25	16	40	
Крепость раствора, %:				
аммиака	2,3	1,6	1,3	1,2
гидразина	1,0	0,7	0,65	0,6

время повышенного содержания кислорода в конденсате при пуске гидразин вводят за деаэратором).

Аммиак вводят во всасывающие линии КЭН II ступени при ПНД со стальными трубками и БЭН при ПНД с латунными трубками. Концентрация раствора аммиака принимается не более 2,5% во избежание резкого запаха в помещениях. Для дозирования реагентов применяются насосы-дозаторы (табл. 16.20).

При отсутствии в воде СО₂ для поддержания значения pH в диапазоне от 8,8 до 9,2 концентрация аммиака принимается от 170 до 500 мкг/кг.

Для консервации энергетического оборудования применяют следующие способы: заполнение инертным газом (азотом), деаэрированной водой, раствором аммиака, обработка поверхностей нагрева раствором гидразина и аммиака (гидразинная выварка), нитритом натрия и аммиаком.

Консервация азотом (содержание кислорода в азоте не более 0,5%) заключается в заполнении контура и поддержании в нем избыточного давления газом 0,1—0,2 кгс/см² для предотвращения доступа кислорода воздуха (источники получения газообразного и жидкого азота-установки АК-0,1 или 2АЖА-0,04 производительностью 95—100 м³/ч). Консервацию промежуточных перегревателей производят с помощью вакуумной суши в сочетании с дозировкой газообразного аммиака или путем заполнения азотом.

Консервацию деаэрированной водой производят при избыточном давлении в пароводяном тракте после останова котла на срок не более 3 сут (без предварительного слива котловой воды из экранной системы), паром расширителей непрерывной продувки, водой из деаэратора при давлении 4—7 кгс/см² и из питательного трубопровода (содержание кислорода в воде не более 20 мкг/кг).

Консервация аммиачным раствором оборудования заключается в том, что аммиак тормозит процесс анодного растворения металла. Концентрацию аммиака для получения $pH=10\div 11$ при изменении содержания углекислоты от 0,2 до 2 мг/кг поддерживают от 200 до 1200 мг/кг. Консервация аммиачным раствором обеспечивается и при неплотном контуре (при простое от 3 сут до 3 мес). При длительном простое перегревателя барабанного котла, в котором могут оставаться водорастворимые соли, величина pH раствора повышается до 11.

При «гидразинной выварке» поверхности нагрева обрабатывают раствором гидразина и аммиака (300—500 мг/кг N_2H_4 , $pH=10,5$) при 150—200° С. Нагрев контура производят паром в деаэраторе или путем поочередного зажигания мазутных форсунок в течение 20—24 ч. Консервацию раствором гидразина и аммиака применяют при простоях оборудования в резерве до 3 мес.

Нитратную консервацию контура осуществляют 1%-ным раствором нитрата натрия и аммиака при температуре 20—60° С в течение 20—24 ч (срок защитного действия 2—3 мес). Недостатком метода является необходимость тщательной отмывки контура от остатков нитрита перед пуском оборудования, так как при повышении температуры среды нитрит вызывает коррозионные повреждения металла.

При способе динамической осушки воздуха консервируемое оборудование с помощью эксплуатационной арматуры и временных трубопроводов объединяют в контур, через который продувают воздух, осушаемый в фильтрах воздухоосушительной установки, заполненных силикагелем, до снижения относительной влажности воздуха внутри оборудования до 35%.

При консервации ингибированным воздухом внутреннее пространство оборудования после удаления воды продувают горячим воздухом, содержащим пары летучих ингибиторов (метод консервации универсален при применении определенных ингибиторов).

Гидразин перед сбросом в водоемы окисляют хлорной известью или кислородом воздуха. Требуемую дозу извести выдерживают, чтобы появился минимальный избыток свободного хлора.

Обезвреживание консервирующих растворов на основе аммиака сводится к его удалению путем интенсивной продувки воздухом. Эффект аэрационного удаления аммиака значительно повышается при подогреве раствора до 60—70° С (удаляется до 80% аммиака).

Для удаления основной массы аммиака из консервирующего раствора с начальной концентрацией аммиака 1000 мг/кг удельный расход воздуха при различной температуре составляет (остаточная концентрация аммиака после продувки раствора воздухом не превышает 15—20 мг/кг):

Температура, °С	20	40	60	70
Удельный расход воздуха, м³/т	2000	720	300	160

Разложение и обезвреживание нитрита натрия производят серной кислотой (образуется азотная кислота, удаляемая путем последующей продувки воздухом). Стехиометрическое количество 100%-ной серной кислоты для обезвреживания 1 м³ 1%-ного раствора нитрита натрия составляет 14,2 кг. После удаления окислов азота из раствора в него вводят для нейтрализации остатков кислоты известковое молоко для поддержания pH раствора в пределах 6,5—8,5.

Реагенты, используемые при консервации и обезвреживании консервирующих растворов, должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 16.21.

Таблица 16.21. Консервирующие и обезвреживающие реагенты

Наименование	ГОСТ	Основное вещество	Содержание основного вещества, %
Аммиак водный техни- ческий	ГОСТ 9-67	NH_3	25
Гидразингидрат техни- ческий	ГОСТ 10729-64	$N_2H_4 \cdot H_2O$	97
Нитрит натрия техниче- ский	ГОСТ 6194-52	$NaNO_2$	98,5
Известь хлорная	ГОСТ 1692-58	$CaOCl_2$	35
Азот технический	ГОСТ 9293-59	N_2	99,5
Кислота серная (купо- росное масло)	ГОСТ 2184-65	H_2SO_4	92,5

Раздел семнадцатый

ОПРОБОВАНИЕ И ПУСК ТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

17.1. ПУСК НАСОСОВ

К предпусковым работам, проводимым в пределах машинного зала, относятся подготовка к пуску, пуск и опробование насосов и деаэраторов, проверка масляной и вакуумной систем турбины, проверка газоплотности генератора.

Предпусковые работы на турбинах атомных электростанций выполняются так же, как и на тепловых.

Перед пуском насоса необходимо опробовать электродвигатель и убедиться в его нормальной работе (отсутствие вибрации и нагрева подшипников, соответствие направления вращения двигателя направлению вращения насоса); в полость зубчатой муфты следует залить масло (см. § 8, 9). Легкость вращения вала насоса и соединенного с ним двигателя проверяют путем проворачивания вала за муфту. Перед пуском насос заполняют водой. После достижения нормальной частоты вращения проверяют вращение маслоподающих колес и работу подшипников, подают воду на охлаждение сальников и подшипников.

Длительная работа насоса с закрытой запорной задвижкой не допускается. Задвижку слегка приоткрывают для достижения такого расхода воды, при котором корпус насоса не будет нагреваться. С минимальным расходом воды насос должен работать не менее 1—2 ч, с тем чтобы установилась определенная температура под-

шипников и сальников. Температура подшипников не должна превышать 75°С и не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 35°С.

До пуска турбоагрегата каждый насос должен непрерывно проработать не менее 4 ч при максимально возможной производительности.

Устойчивость работы конденсатного насоса проверяют как при отсутствии вакуума в конденсаторе, так и при полном вакууме, в том числе при минимальном уровне воды по водомерному стеклу. Пуск циркуляционных насосов, которые расположены выше уровня воды во всасывающем колодце, осуществляется при помощи эжектора или вакуум-насоса.

Пуск вертикальных осевых насосов должен производиться только при открытой напорной задвижке. Поворотные лопасти рабочего колеса устанавливаются на пусковой угол. Перед пуском уровень воды на всасе в зависимости от типа насоса должен быть выше оси рабочего колеса на 1,5—2,5 м.

Питательные насосы, работающие на котлы с давлением пара 100 кгс/см² и выше, имеют принудительную смазку подшипников насоса и электродвигателя. При пусках и остановках масло к подшипникам подается от вспомогательного масляного насоса, а во время работы — от главного масляного насоса.

Питательные насосы блоков 300 МВт снабжаются маслом от масляных систем главных турбин. Перед пуском питательного насоса или опробованием его двигателя проверяют всю систему маслоснабжения.

Во избежание вскипания воды во всасывающем патрубке поддерживается давление питательной воды перед насосом в зависимости от ее температуры (при высоте столба воды от оси насоса до уровня в деаэраторе 18 м) не менее следующих значений:

Температура, °С	130	140	145	150	155	160	165	170
Давление p , кгс/см ²	3,4	4,3	4,9	5,5	6,2	7,0	7,8	9,7

Для повышения давления воды на всасе основного насоса используются бустерные насосы.

Пусковые питательные насосы блоков 300 МВт приводятся во вращение электродвигателями АТД-8000, у которых обмотки ротора и статора охлаждаются конденсатом. Перед пуском двигателя открывают подачу конденсата на охлаждение обмоток, а давление конденсата за дроссельной шайбой, установленной на линии охлаждающего конденсата, должно составлять около 2,5 кгс/см².

Постоянный расход воды через насос обеспечивается установленным на напорном патрубке обратным клапаном, который снабжается устройством для открытия линии рециркуляции питательной воды в деаэратор.

При полных оборотах насоса проверяют осевое положение ротора и давление масла перед подшипниками, регулируют подачу холодного конденсата на уплотнения, подачу охлаждающей воды в подшипники и в масло- и воздухоохладители.

Температура масла на сливе их подшипников должна быть в пределах 50—60°С, на выходе из маслоохладителей — 40—45°С. Температура холодного воздуха после воздухоохладителя двигателя должна

Таблица 17.1. Неполладки центробежных насосов

Вид неполадки насоса	Причина	Способ устранения
Перегрузка электро-двигателя при пуске	Не закрыта задвижка на напорном трубопроводе	Прикрыть задвижку на напорном трубопроводе
	Неправильная осевая установка ротора	Правильно установить ротор в осевом направлении
	Сильные задвижения в уплотнительных кольцах	Подогнать зазоры в уплотнительных кольцах
	Двигатель питается по двум фазам	Заменить сгоревший предохранитель
Повышенная вибрация при работе насоса	Чрезмерная затяжка сальников	Ослабить затяжку сальников
	Неправильная пригонка соединительных полумуфт	При эластичной муфте обеспечить одновременное касание ведомой полумуфты всеми соединительными болтами
	Неудовлетворительное центрирование роторов насоса и двигателя	Проверить и довести до нормы центрирование
	Небаланс ротора насоса или двигателя	Отбалансировать ротор
	Недостаточные зазоры в подшипниках	Довести зазоры до нормы
	Прогиб вала насоса	Заменить ротор насоса на запасной
Ослабление крепления насоса к раме или рамы к фундаменту		Обтянуть фундаментные болты, произвести демонтаж насоса (двигателя), выполнить установку его заново

Продолжение табл. 17.1

Вид неполадки насоса	Причина	Способ устранения
Повышенная вибрация при работе насоса	Задевания ротора за направляющие аппараты или уплотнительные кольца	Устранить задевания
Повреждение разгрузочной пяты (диска)	Недостаточные радиальные зазоры между дистанционной втулкой пяты и валом насоса	Заменить втулку на запасную, установить требуемый размер радиального зазора
	Перекосы диска (пяты)	Устранить биение диска, пришабрить по нему пяту
Насос не создает расчетного напора, происходит срыв работы насоса	Большое сопротивление во всасывающем трубопроводе	Проверить открытие задвижки на всасывающем трубопроводе и чистоту сетки перед насосом
	Чрезмерная высота всасывания	Проверить уровень воды в приемном колодце
	Каналы рабочих колес или направляющих аппаратов забиты посторонними телами	Очистить рабочие колеса и направляющие аппараты
	Неправильное направление вращения ротора насоса	Проверить направление вращения
	Низкая частота вращения насоса	Проверить соответствие числа оборотов двигателя паспортному числу оборотов насоса
	Присос воздуха во всасывающий трубопровод	Уплотнить всасывающий трубопровод и сальники
	Температура во всасывающем трубопроводе	Поднять давление в деаэраторе

Продолжение табл. 17.1

Вид неполадки насоса	Причина	Способ устранения
То же	воде выше допустимой при данном давлении	То же
Недопустимое нагревание подшипников	Малы зазоры во вкладышах Загрязнение масла Не вращаются смазочные кольца	Довести зазоры до нормы Сменить масло, промыть вкладыши Проверить правильность формы колец
	Слишком плотное зажатие шариков (роликов) между обоймами	Ослабить давление крышки корпуса подшипника на обойму
Недопустимый нагрев сальников и чрезмерная утечка воды через сальник	Чрезмерная затяжка сальника, перекосяжимой буксы	Ослабить затяжку нажимной буксы и устранить перекося
	Охлаждающая вода не поступает к сальнику	Проверить подачу охлаждающей воды
	Изнуренная или недоброкачественная набивка	Заменить набивку
	Недостаточный нажим буксы на сальник	Увеличить нажим буксы на сальник
	Велик зазор между упорным кольцом сальника и валом	Заменить упорное кольцо
	Поврежденная или имеющая биение рубашка вала	Заменить рубашку вала
	Вал расположен эксцентрично по отношению к расточке под сальник	Центрировать вал к расточке под сальник

быть в пределах 25—36° С, а температура горячего воздуха — не выше 65° С.

Питательный насосный агрегат аварийно останавливают в следующих случаях:

- при осевом сдвиге ротора более 0,6 мм;
- при вибрации подшипников более 0,07 мм;
- при температуре масла, сливаемого из редуктора, выше 75° С;
- при падении давления масла на подшипнике до 0,3 кгс/см²;
- при понижении уровня масла в масляном баке ниже допустимого;
- при повышении давления воды после разгрузочной камеры более 8 кгс/см²;
- при явно слышимом металлическом звуке в насосе или электродвигателе;

при падении давления воды во всасывающем патрубке насоса ниже допускаемой величины, а также при явлениях срыва насоса, т. е. резкого падения давления в напорном патрубке.

При опробовании насоса проверяется работа обратного клапана, при этом запорный клапан на линии рециркуляции должен закрыться при подаче воды больше 100—130 м³/ч и открыться при подаче воды меньше этой величины.

Первое время после пуска насоса надо постоянно контролировать чистоту защитной сетки, установленной перед всасывающим патрубком. Падение давления воды перед насосом на 1—1,5 кгс/см² указывает на загрязнение сетки, после чего насос останавливают для очистки сетки. Монтажную сетку, установленную поверх постоянной, снимают в том случае, если в течение двух-трех суток непрерывной работы насоса на ней не будет загрязнений.

Возможные неполадки в работе центробежных насосов и способы устранения их приведены в табл. 17.1.

17.2. ПРОВЕРКА ПЛОТНОСТИ ВАКУУМНОЙ СИСТЕМЫ

После окончания монтажа цилиндров турбины, конденсатора, а также всех работающих под вакуумом аппаратов и трубопроводов такая проверка производится гидравлическим испытанием. Одновременно при наполнении водой парового пространства конденсатора подвергается испытанию плотность вальцевания трубок.

Перед проверкой между опорными лапами (опорной рамой) конденсатора и фундаментом устанавливаются временные подпорки, которые удаляются после контроля плотности конденсатора. Вакуумная система заполняется химочищенной водой через трубопроводы, присоединенные к паровому пространству конденсатора, до тех пор, пока уровень воды не достигнет лопаток последней ступени турбины. Для создания необходимой плотности нужно, чтобы нигде не было заметно малейших пропусков воды.

Проверке на плотность (давлением воздуха до 0,3 кгс/см²), следует подвергнуть разъемы ЦНД, атмосферные разрывные диафрагмы, фланцевые соединения перепускных труб, расположенных над цилиндрами, и систему трубопроводов отсоса воздуха, идущего к эжектору и ПНД. Окончательно плотность вакуумной системы и работу эжекторов проверяют на работающей турбоустановке.

Проверку плотности вальцевания трубок конденсатора необходимо проводить, пока трубные доски сухие и незначительная течь на них хорошо заметна,

Во время работы турбины воздушная плотность вакуумной системы может быть проверена по скорости падения вакуума при закрытой задвижке на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора:

$$\Delta V \leq B \frac{d_k}{F} \left(\frac{D_2^{\text{ном}}}{100} + 1 \right),$$

где ΔV — скорость падения вакуума, мм рт. ст./мин; d_k — фактическая удельная паровая нагрузка конденсатора во время испытания, кгс/см²; F — поверхность охлаждения конденсата, м²; $D_2^{\text{ном}}$ — номинальный расход пара через ЦНД, т/ч; B — коэффициент, равный 25, 50 и 90 соответственно при отличной, хорошей и удовлетворительной воздушной плотности (табл. 17.2).

17.3. ПРОКАЧКА МАСЛА

Перед заливкой масла в бак турбины следует убедиться, что монтаж масляной системы полностью закончен, бак тщательно очищен и соответствующими трубопроводами соединен с центральным масляным хозяйством, а также с резервуарами аварийного слива масла. К моменту заливки масла к баку должны быть подключены маслоочистительная машина (центрифуга) и фильтр-пресс. Вся спускная арматура масляного бака и маслоохладителей должна быть надежно закрыта и защищена от случайного открытия.

Вблизи бака и на отметке пола машинного зала устанавливают противопожарный инвентарь.

Количество масла для заливки определяют, исходя из размеров бака, с учетом масла для заполнения маслоохладителей и маслопроводов системы. До заливки должен быть получен анализ масла. При заливке из центрального масляного хозяйства предъявляется анализ перекачиваемого масла. Если же заливка ведется из бочек или каких-либо других емкостей, то анализ должен быть выдан отдельно на каждую бочку (емкость). Следует проверить качество заливаемого масла.

Заполнение масляного бака ведется до высшего допустимого уровня, затем производят заполнение маслосистемы и подкачку в бак дополнительного масла. После заливки масла в бак нужно проверить легкость хода механизма указателя уровня и соответствие его показаний действительному уровню масла.

Прокачка масла по системе необходима для контроля чистоты сборки маслопроводов, а также для очистки картеров подшипников и блоков регулирования и проводится насосом системы смазки. Слив масла наблюдается по смотровым стеклам.

К моменту заполнения маслом подшипники турбоагрегата должны быть подготовлены к прокачке масла. Если прокачка масла ведется через картеры подшипников, но помимо вкладышей, подшипник собирают полностью и вместе с обоймой повертывают на 10—20° с таким расчетом, чтобы боковая колодка обоймы (вкладыша) оказалась выше отверстия маслоподводящего канала корпуса подшипника.

Когда прокачка масла ведется непосредственно через вкладыши, то после установки их нижних половин в боковые масляные зазоры плотно закладывают в несколько рядов чистую ткань. Верхние половины вкладышей не устанавливают.

Через уплотняющие подшипники генераторов масло обычно не прокачивают, а напорный трубопровод временной перемычкой соединяют со сливным.

Таблица 17.2. Причины ухудшенного вакуума

Признаки	Объект проверки	Способ устранения неисправности
Неплотности в местах установки, находящихся под вакуумом		
Повышенная температура пара в выхлопном патрубке турбины	Концевые уплотнения цилиндров	Отрегулировать подачу пара к концевым уплотнениям
	Плотность посадки предохранительных клапанов отборов	Устранить причину неплотности посадки предохранительных клапанов
Вакуум с увеличением нагрузки остается постоянным или несколько падает	Разрывная атмосферная диафрагма	Если разрывная диафрагма повреждена — заменить
Недостаточный вакуум с увеличением нагрузки турбины восстанавливается до нормального	Плотность находящихся под вакуумом: сварных швов и фланцевых соединений трубопроводов и теплообменников	Неплотные швы подварить, сменить прокладку, обеспечить параллельность фланцев. Подтянуть сальники, в случае необходимости заменить набивку. Наладить поступление воды на уплотнение
	Неправильное положение арматуры	Проверить вакуумные дренажи
Уровень в стекле водомерной колонки не виден из-за интенсивного движения пузырей воздуха	Неплотность соединений колонки и ее трубки с конденсатором	Произвести гидравлическое испытание колонки давлением 2 кгс/см ² , обнаружить дефекты устранить
Неудовлетворительная работа эжекторов		
При работе пускового эжектора «на себя» мало разрежение во всасывающей	Задвижки на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора	Отремонтировать или заменить задвижки

Продолжение табл. 17.2

Признаки	Объект проверки	Способ устранения неисправности
камере (менее 500 мм рт. ст.)	То же	То же
При работе основного эжектора «на себя» разрежение во всасывающей камере мало (600 мм рт. ст.)	Задвижки на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора. Резьбовые соединения дренажных труб эжектора. Вентиль дренажа I ступени эжектора в конденсатор	Отремонтировать или заменить задвижку. Провести гидравлическое испытание паровоздушного пространства эжектора. Отремонтировать или заменить вентиль
	Прокладка под перегородками корпуса эжектора	Заменить поврежденную прокладку
Вакуум падает, из выхлопного патрубка эжектора выбрасывается пар	Поступление конденсата в холодильник эжектора. Задвижки обратной циркуляции конденсата	Увеличить поступление конденсата к эжектору. Увеличить открытие задвижки обратной циркуляции конденсата; если турбина работает на холостом ходу, увеличить подачу химически очищенной воды
	Засорение трубной системы эжектора в конденсатор	Очистить трубную систему эжектора от мусора
Вакуум падает, из выхлопного патрубка эжектора выбрасывается вода	Высокий уровень воды в паровом пространстве конденсатора. Вентиль дренажа I ступени эжектора в конденсатор	Откачать воду из конденсатора до восстановления нормального уровня. Открыть дренаж I ступени эжектора
	Задвижка обратной циркуляции конденсата	Закрыть задвижку обратной циркуляции конденсата
Вакуум падает, в выхлопной патрубке эжектора засасывается воздух	Плотность трубной системы эжектора. Давление пара перед соплами эжектора. Чистота сопел и сеток перед ними	Проверить плотность трубной системы эжектора. Восстановить давление пара перед соплами до нормального. Очи-

Признаки	Объект проверки	Способ устранения неисправности
То же	То же	стить сетку сопла, про- дуть паропровод

Засорение трубок конденсатора

Разность температур входящей и выходящей из конденсатора циркуляционной воды возрастает при неизменной нагрузке турбины и постоянной температуре ее на входе в конденсатор. Давление циркуляционной воды на входе в конденсатор возрастает	Трубные доски конденсатора	Если конденсатор разделен по водяной стороне на две половины, то произвести очистку трубных досок без останова турбины, снизив ее нагрузку до 25—40% номинальной. Можно чистить конденсаторы водой, пущенной в обратном направлении, без вскрытия люков и крышек водяных камер
--	----------------------------	--

Недостаточное количество циркулирующей воды

Одновременное повышение температуры конденсата и уходящей циркуляционной воды при неизменной нагрузке и постоянной температуре циркуляционной воды на входе в конденсатор	Трубные доски конденсатора. Задвижки на напорных и сливных циркуляционных трубопроводах. Циркуляционные насосы	Восстановить правильное положение задвижек на напорном и сливном трубопроводах циркуляционной воды. Устранить неплотности во всасывающих патрубках циркуляционных насосов
	Уровень воды в приемном колодце циркуляционных насосов и сетки водозаборного устройства	Очистить сетки водозаборного устройства. Восстановить нормальный уровень в приемных патрубках циркуляционных насосов

Масло рекомендуется подогревать до температуры 50—55°C за счет индукционного нагрева стенок маслопровода (рис. 17.1,а). Более удобно собрать временную схему (рис. 17.1,б) и через водяную сторону маслоохладителей пропускать горячую воду, взятую от деаэра-торов.

На время прокачки масла следует включить в работу центрифугу или фильтр-пресс. Продолжительность прокачки масла должна занимать не менее суток и зависит от качества очистки масляной системы

при монтаже. Показателями очистки являются отсутствие загрязнений фильтров после 2—3 ч непрерывной работы насоса и полная очистка масла от механических примесей центрифугой или фильтр-прессом. О чистоте масла судят по анализу проб, отобранных из нижних кранов маслоохладителей.

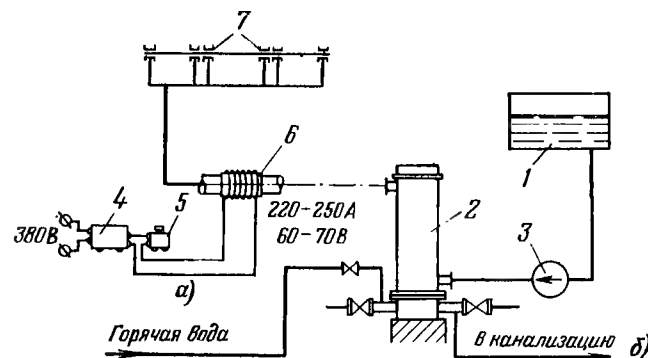


Рис. 17.1. Способы подогрева масла при прокачке.

а — индукционный нагрев маслопровода; б — подача подогретой воды в маслоохладитель; 1 — масляный бак; 2 — маслоохладитель; 3 — насос системы смазки; 4 — трансформатор; 5 — дроссель; 6 — листовая асбест; 7 — подшипники турбоагрегата.

Системы регулирования турбин 50—200 МВт ЛМЗ работают при давлении масла 20 кгс/см².

Заводом-изготовителем предусмотрено испытание собранных маслопроводов под двойным рабочим давлением. При монтаже к пусковому масляному насосу временно устанавливают электродвигатель на 1470 об/мин, при работе которого и производится испытание собранных маслопроводов. После установки рабочего электродвигателя с частотой вращения 980 об/мин опробуют реле автоматического включения маслоснабсоров.

Системы регулирования турбин УТМЗ работают при давлении масла 14 кгс/см². К пусковому маслоснабсору сразу устанавливается постоянный электродвигатель с частотой вращения 1470 об/мин. Испытание маслопроводов системы регулирования выполняется при давлении 20 кгс/см², которое создается пусковым насосом. После испытания напорная задвижка насоса прикрывается настолько, чтобы давление в системе регулирования установилось 14 кгс/см², и в таком положении задвижку пломбируют.

В процессе монтажной наладки масляной системы могут быть обнаружены следующие основные дефекты.

Из маслосащитных уплотнений подшипников выбивают масло и масляные газы. По смотровому окну на сливном маслопроводе следует проверить количество сливающегося масла и убедиться, что сливное отверстие корпуса подшипника не перекрыто посторонним предметом, а сливной трубопровод не заполнен маслом по всему сечению. Необходимо проверить также, установлена ли на входе масла в подшипник ограничивающая шайба и соответствует ли ее диаметр величине, ука-

занной в формуляре. Выбивание масла может быть также вызвано отсутствием или засорением сливных отверстий в нижней половине питка уплотнения или же ошибочной установкой нижней половины уплотнения в крышку подшипника.

При наличии признаков обводнения масла нужно, по возможности, уменьшить подачу пара на вакуумные уплотнения и увеличить отсос пара от уплотнений, находящихся под давлением.

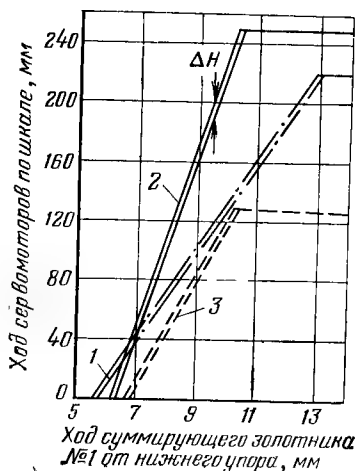
Недостаточное давление в системе может быть вызвано неполадками с центробежными масляными насосами, дефектами сборки инжектора, чрезмерным открытием сливного клапана системы смазки, а также неправильным положением запорной арматуры на маслопроводах.

Высокая температура масла, сливающегося из подшипников, вызывается недостаточным количеством охлаждающей воды, подаваемой на маслоохладители, или же недостаточным количеством масла, подающегося на подшипники, а также повреждением самого подшипника.

Если температура масла за подшипником повысилась до 70°С, турбина должна быть аварийно остановлена и подшипник вскрыт для осмотра.

17.4. ПРОВЕРКА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА НЕРАБОТАЮЩЕЙ ТУРБИНЕ

Во время проверки поддерживают постоянным давление масла, подаваемое на регулирование и смазку, и температуру в пределах 40—50°С.



Каждый орган регулирования имеет некоторую конструктивную нечувствительность, которая возникает из-за сил трения, зазоров в рычажных соединениях и перекрытий в золотниковых устройствах (рис. 17.2). Отношение нечувствительности к величине полного перемещения сервомотора,

Рис. 17.2. Зависимость перемещений сервомотора от перемещения суммирующего золотника № 1 турбины ПТ-60-90 ЛМЗ.

1 — сервомотор клапанов; 2 — сервомотор клапанов производственного отбора; 3 — сервомотор поворотного кольца теплофикационного отбора; ΔH — нечувствительность сервомотора.

выраженное в процентах, называется степенью нечувствительности:

$$\epsilon_1 = \frac{\Delta H}{H} 100; \quad \epsilon_2 = \frac{\Delta n}{n} 100; \quad \epsilon_3 = \frac{\Delta p}{p} 100,$$

где ϵ_1 — степень нечувствительности органа регулирования, %; ϵ_2 — степень нечувствительности системы регулирования скорости, %; ϵ_3 — степень нечувствительности регулирования давления, %, ΔH — нечувствительность органа регулирования, мм; Δn — нечувствительность по частоте вращения турбины, об/мин; Δp — нечувствительность по давлению пара, кгс/см²; H — полное перемещение органа, мм; n — номинальная частота вращения турбины, об/мин; p — давление пара в камере регулируемого отбора (камере противодействия), кгс/см².

Степень нечувствительности системы регулирования по частоте вращения определяют при проверке работы регулятора скорости и регулирования турбины. Степень нечувствительности регулирования по давлению пара определяют при проверке работы регуляторов давления. Для удовлетворительной работы регулирования турбины степень нечувствительности при неравномерности регулирования скорости 4—5%, должна быть не более 0,4—0,5%.

При проверке регулирования необходимо определить характеристики перемещений его органов в зависимости от перемещения золотника механизма управления.

Причинами повышенной нечувствительности могут быть: недостаточные зазоры между подвижными и неподвижными деталями регулирования; перекосы золотников, поршней сервомоторов и штоков клапанов от действия пружин сжатия, если их торцевые срезы не параллельны между собой или не перпендикулярны оси; эксцентричное соединение штоков клапанов со штоками сервомоторов; наличие больших зазоров в шарнирных соединениях; повышенное трение в подвижных деталях из-за грязного масла или случайных забоин; чрезмерные перекрытия в золотниках.

При работе пускового насоса давление масла в системах смазки и автомата безопасности, силовых и импульсных линиях должно соответствовать данным, рекомендованным заводом-изготовителем. Когда давление, развиваемое пусковым насосом, ниже необходимого, его увеличивают, временно ограничив расход масла через инжектор смазки.

Воздействием на механизм управления нужно взвести золотники автомата безопасности, а затем механизмом управления открыть стопорный клапан.

После закрытия клапана следует проверить срабатывание нижнего конечного выключателя и совпадение стрелки указателя открытия клапана с нулем на шкале. Время закрытия автоматического стопорного клапана должно составлять не более 0,2 с.

Регулирующие клапаны также проверяют воздействием на механизмы управления. Открытие и закрытие регулирующих клапанов должны быть плавными.

При ручном выключении золотников автомата безопасности или снижении давления масла в его системе до определенной величины все клапаны должны быстро закрываться при любом положении механизма управления.

Защита турбины, осуществляемая с помощью обратных клапанов отборов с принудительным закрытием, должна быть проверена от попадания в цилиндры пара или воды из отбора. Эта проверка начинается с промывки трубопроводов подвода и слива конденсата из сервомоторов этих клапанов.

Проверка обратных клапанов отборов выполняется открытием и закрытием вручную соленоидного клапана.

После проверки работы обратных клапанов выполняют проверку их работы от реле, срабатывающего при отключении генератора и автомата безопасности турбины.

Пуск турбины без обеспечения надежной работы обратных клапанов не допускается.

17.5. ПУСК ТУРБОУСТАНОВКИ

Для обслуживания турбоустановки дирекция ТЭС выделяет необходимый дежурный персонал. Кроме того, для каждой смены выделяют группу высококвалифицированных дежурных слесарей-монтажников.

Посты дежурных слесарей следует выставить у турбины, генератора, питательных, конденсатных, масляных и других ответственных насосов турбоустановки.

Дежурный слесарь обязан:

- наблюдать за работой подшипников турбины, генератора и насосов, внимательно следить за количеством и температурой сливающегося из подшипников масла;

- наблюдать за работой сальников насосов, регулируя натяжение сальниковой бухсы, не допуская при этом чрезмерного нагрева сальника и повышенной утечки воды (масла);

- своевременно подтягивать сальники арматуры, не допуская утечек пара (воды, масла), следить за правильностью работы приводов арматуры;

- следить за плотностью фланцевых соединений трубопроводов, особенно в пределах масляной системы;

- следить при работе оборудования за отсутствием звуков задевания, отсутствием вибрации, дыма и огня;

- наблюдать за работой уплотняющих подшипников генератора;

- проверять отсутствие зазоров между опорами цилиндров, корпусов подшипников и фундаментными плитами, а также защемления опор дистанционными болтами (угловыми прижимами);

- производить запись тепловых смещений цилиндров и корпусов подшипников турбины по установленным указателям. В случае обнаружения ненормальностей сообщить старшему по смене.

Пуск турбин ТЭС производится в соответствии с инструкциями завода-изготовителя по пуску и обслуживанию и действующими на ТЭС инструкциями.

Паропровод до главных запорных задвижек прогревается согласно действующей на ТЭС инструкции, проверяются работа и блокировка насосов масляной системы.

Работа турбины с уровнем масла в чистом отсеке маслобака ниже отметки 0 по шкале маслоуказателя запрещена. Задвижки на всасывающих и нагнетательных линиях масляных насосов должны быть полностью открыты. При работе пускового насоса путем воздействия на механизмы управления турбины проверяют правильность работы органов регулирования, открытие и закрытие стопорного и регулирующих клапанов.

Пуск конденсационной установки начинается с прокачки циркуляционной воды через конденсатор. Паровое пространство конденсатора заполняют конденсатом или химически очищенной водой до 3/4 водоуказательного стекла. Для проверки поочередно пускают конденсатные насосы, один из которых оставляют в работе. Отключением работающего насоса проверяют блокировку, включающую насос, находящийся в резерве. Во время пуска турбины задвижка на линии обратной циркуляции конденсата должна быть открыта.

После пуска конденсатных насосов подают конденсат для гидравлического уплотнения задвижек, работающих под разрежением. Включают в работу ПНД и пусковой эжектор.

Без подачи пара на концевые уплотнения турбины определяют достигнутый вакуум. Чтобы избежать неравномерного прогрева ротора, запрещается подавать пар на концевые уплотнения турбины до пуска валоповоротного устройства. Основной эжектор включают после того, как вакуум достигает 450—500 мм рт. ст. При достижении вакуума примерно 550—600 мм рт. ст. можно выключить пусковой эжектор.

К моменту выпуска пара в турбину должны быть прогреты перепускные трубы от стопорного до регулирующих клапанов, а вакуум поднят до 500—550 мм рт. ст. При вращении ротора валоповоротом необходимо убедиться, что отклонение стрелки указателя искривления вала не превышает 0,05 мм. Если прибор показывает большую величину, то это значит, что вал имеет недопустимый тепловой прогиб и следует вращать ротор валоповоротом до тех пор, пока прогиб не примет допустимой величины.

По окончании прогрева перепускных труб пар подается в цилиндр и частота вращения ротора доводится до 400—500 об/мин. Как только ротор начнет вращаться при поступлении пара, следует тщательно прослушать концевые уплотнения, проточные части цилиндров, корпуса подшипников.

Одновременно с прогревом турбины следует начать прогрев фланцев и шпилек ЦВД. При прогреве необходимо следить, чтобы температура фланца — равна средней температуре стенки цилиндра (верха и низа) с допуском $\pm 15^{\circ}\text{C}$, а температура шпилек в период прогрева всегда — ниже температуры фланца на 20°C .

Во время прогрева необходимо следить за равномерностью прогрева обеих сторон цилиндра, не допуская разности температур фланцев правой и левой сторон больше 15°C .

После прогрева на малых оборотах следует довести частоту вращения ротора до 1300—1400 об/мин и дать выдержку для дальнейшего прогрева роторов и цилиндров. Подъем частоты вращения турбины при разности температур металла низа и верха ЦВД (ЦСД) больше 50°C недопустим из-за значительной деформации цилиндра, способной вызвать задевания в уплотнениях.

Вторая выдержка при повышении частоты вращения турбины делается при 2000—2700 об/мин. Различные частоты вращения, на которых делают выдержки у турбин различных конструкций и мощностей, объясняются различными критическими частотами вращения их роторов, а следовательно, и валопровода всего турбоагрегата (табл. 17.3).

Критические частоты вращения следует проходить быстро, не допуская появления вибрации.

Во время повышения частоты вращения и прогрева турбины необходимо следить за приборами, показывающими осевой сдвиг ротора, относительное расширение роторов, температуры верха и низа ЦВД и ЦСД, фланцев и шпилек ЦВД. Кроме того, необходимо постоянно следить за давлением масла в системе регулирования и перед подшипниками, температурой масла, вибрацией подшипников, температурой и давлением свежего пара, глубиной вакуума, отсутствием искривления вала и тепловым расширением турбины.

В инструкциях по пуску приведены допустимые величины относительного расширения роторов. Если ротор ЦВД и ЦСД расширяется быстрее цилиндра, то подача пара на прогрев фланцев увеличивается; если расширение ротора отстает от расширения цилиндра, то подача

пара на прогрев фланцев уменьшается или прекращается, а температура пара, поступающего на уплотнения ЦВД и ЦСД, поднимается.

По мере повышения частоты вращения ротора возрастает давление, развиваемое главным масляным насосом. При достижении нормального давления в системе регулирования закрывается напорная задвижка.

Таблица 17.3. Расчетные критические частоты вращения валопроводов турбоагрегатов

Марка турбины и генератора	Критическая частота вращения, об/мин								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
К-800-240+ +ТВВ-800-2	830	1920	2030	2320	2350	2470	2590	2660	5510
К-500-240+ +ТГВ-500	1300	2140	2230	4290	4430	4700	—	—	—
К-300-240+ +ТВВ-320-2	1073	1826	2270	2683	3407	—	—	—	—
К-300-240+ +ТГВ-300	1200	1370	1680	1940	2060	4660	—	—	—
К-200-130+ +ТВВ-200-2	1585	1881	2017	2489	4500	—	—	—	—
К-200-130+ +ТГВ-200	1489	1862	1970	2489	4680	—	—	—	—

Турбины атомных электростанций

К-500-65/3000+ +ТВВ-500-2	927	2155	4065	4303	4596	4725	4972	—	—
К-500-60/1500+ +ТГВ-500-4	2375	2525	2640	—	—	—	—	—	—
К-220-44+ +ТВВ-220-2А	1540	2340	4610	4860	—	—	—	—	—

ка и выключается двигатель пускового насоса. При этом необходимо внимательно следить за тем, чтобы в системе регулирования давление масла не снижалось ниже допустимого.

При частоте вращения 2850—2900 об/мин регулирующие клапаны ЦВД должны прикрываться, частоту вращения ротора следует довести до 3000 об/мин, тщательно прослушать наиболее важные узлы турбины и генератора, проверить работу всех механизмов турбоустановки и, убедившись в их нормальной работе, произвести проверку системы регулирования, органов парораспределения и защит турбины. После чего турбоагрегат следует оставить в работе для проверки защит генератора.

После проверки защит генератор синхронизируют и включают в сеть в том случае, если его напряжение по величине и фазе совпадает с напряжением сети и частота генератора и сети одинакова. После синхронизации следует принять на генератор небольшую нагрузку, равную 3—5% мощности турбины.

Дальнейшее нагружение турбоагрегата ведется ступенями сдержками на определенных нагрузках, необходимых для прогрева согласно указаниям инструкций по пуску для каждого типа турбины. Обогрев фланцев и шпилек отключается при достижении стабильной нагрузки. После проверки и наладки работы электронного регулятора обогрева управление этим процессом передается на него. При нагружении турбин следует постоянно прослушивать концевые уплотнения и проточную часть цилиндров, внимательно следить за температурой упорного подшипника, величиной и симметричностью тепловых расширений цилиндров, отсутствием вибрации, а также за тем, чтобы относительное расширение роторов не превосходило допустимых пределов.

Пуск турбин АЭС несколько отличается от пуска турбин тепловых электростанций. Между ЦВД и ЦНД турбин АЭС включен паровой пароперегреватель, имеющий сепаратор для увеличения сухости перегретого пара. Перед пуском турбины необходимо прогреть этот массивный теплообменник паром начальных параметров с удалением конденсата через дренажи. После этого турбина пускается как обычная конденсационная турбина.

Пуск турбин с противодавлением, как правило, производится на расчетное противодавление. В процессе прогрева турбины ротор вращается валоповоротным устройством, а подача пара для прогрева ведется из паропроводов противодавления от БРОУ или параллельно работающей турбины. По мере прогрева турбины давление в цилиндре постепенно поднимается с таким расчетом, чтобы к концу прогрева оно сравнилось с давлением, имеющимся в коллекторе противодавления. Одновременно с этим прогревается участок паропровода от стопорного до регулирующих клапанов. По окончании прогрева паропроводов и турбины свежий пар подается в турбину. Подъем частоты вращения ротора производится согласно инструкции по пуску.

Пуск турбин с регулируемым отборами ведется так же, как и конденсационных турбин. Только после того как генератор включен в сеть и на него принята нагрузка, путем включения регуляторов давления отборов прикрываются регулирующие клапаны (поворотные диафрагмы) ЧСД и ЧНД, в камерах отборов создается расчетное давление и после прогрева паропроводов в результате открытия запорной арматуры камеры отборов соединяются со станционными коллекторами отборного пара. Давление пара в камере должно быть на 0,1—0,3 кгс/см² больше, чем в стационарном коллекторе.

Начиная с первого пуска важно установить строгий порядок наблюдения и регистрации главнейших показателей работы турбины и всей установки.

Поэтому следует производить запись показаний приборов в «Суточную ведомость» и регулярно вести «Оперативный журнал», в котором фиксируют:

время пуска и останова турбины, а также вспомогательных механизмов;

время прогрева паропроводов в турбины;

причины останова турбоагрегата;

отклонения от нормальных условий эксплуатации;

результаты опробования защиты турбины;

замеченные неполадки и ненормальности в работе турбоагрегата и вспомогательных устройств;

указания по эксплуатации турбоустановки.

«Суточная ведомость» и «Оперативный журнал» заполняются эксплуатационным персоналом; кроме того, производитель работ (мастер),

возглавляющий монтажную группу в данной смене, должен вести в специальном журнале подробные записи о всех замеченных неполадках, обнаруженных им лично, эксплуатационным персоналом и дежурными слесарями.

Подробные записи являются основным рабочим документом, по которому после останова турбоагрегата будет произведено устранение мелких дефектов и неполадок.

Скорость снижения нагрузки при останове турбоагрегата указывается заводами-изготовителями, исходя из условий недопустимости резкого охлаждения турбины. Разгружая турбину, необходимо постоянно вести наблюдение за температурой фланцев и шпилек, верха и низа цилиндров, а также за величиной относительного расширения роторов. В случае отклонения этих параметров от допустимых величин снижение нагрузки следует приостановить до восстановления их безопасного значения. Для уменьшения относительного укорочения роторов высокого и среднего давления на турбину К-200-130 следует подать свежий пар на переднее уплотнение ЦНД и ЦСД. Чтобы избежать попадания на вал конденсата и относительно холодного пара, трубопроводы подачи свежего пара из уплотнения следует тщательно прогревать и прогреть. После разгрузки турбины до холостого хода необходимо прекратить доступ пара в турбину и не позднее чем через 1—2 мин генератор отключить из сети.

При необходимости ускорить останов ротора закрывают подачу пара к эжекторам и открывают задвижку срыва вакуума. После того как частота вращения ротора начала снижаться, пускают насос системы смазки, а после останова ротора немедленно включают валоповоротное устройство для работы в течение 8 ч.

После этого до полного остывания турбины ротор необходимо поворачивать на 180° каждые 30 мин. Считается, что турбина остыла полностью, когда температура металла ЦВД понизилась до 60°С. Чтобы не допустить резкого охлаждения вала и ротора холодным воздухом, подача пара на концевые уплотнения должна продолжаться до полного снижения вакуума, после чего останавливают конденсатные насосы. Подачу охлаждающей воды в конденсатор прекращают после того, как температура выхлопного патрубка снизится до 55°С.

При останове турбины следует снять кривую выбега, снятие которой заключается в регистрации частоты вращения через каждую минуту. За начало отсчета принимают момент закрытия клапанов, а за конец — момент прекращения вращения ротора, при этом вакуум в конденсаторе все время поддерживается нормальным. Частоту вращения агрегата измеряют проверенным ручным тахометром.

Нормальное время выбега крупных турбин составляет 20—30 мин.

Значительно большее время выбега обычно указывает на неплотность стопорных и регулирующих клапанов турбины, а резко уменьшенное — на наличие повреждений в проточной части или уплотнениях.

При заедании стопорных или регулирующих клапанов (клапанов промежуточного перегрева) и невозможности устранения заедания на ходу турбина должна быть разгружена и остановлена.

Особую опасность представляет заедание регулирующих клапанов (поворотных диафрагм) СД у турбин с отборами пара при параллельной работе их по отборам с другими турбинами или редукционно-охладительными установками, что может привести к разгосу турбины.

Первый пуск генератора без нагрузки производится при воздушном охлаждении, но обязательно при избыточном давлении воздуха

в корпусе 0,2—0,3 кгс/см² и давлении уплотняющего масла 0,5—0,5 кгс/см².

При всех режимах обеспечивают превышение давления уплотняющего масла над давлением газа в корпусе генератора. Следует учесть, что прекращение подачи уплотняющего масла при работе генератора ведет практически к мгновенному повреждению (выдавливанию) баббитовой заливки уплотняющих вкладышей.

При работе генератора газоохладители должны быть всегда заполнены водой; регулирование расхода воды следует производить арматурой, установленной на сливной линии, при полностью открытой запорной арматуре на напорных линиях. Температура охлаждающего газа поддерживается в пределах 30—40°С. Синхронизация и включение генератора в сеть производятся после того, как генератор переведен на водородное охлаждение.

Работа генераторов серии ТВВ при отсутствии циркуляции охлаждающей воды в обмотке статора не разрешается.

Генераторы 100 МВт и выше могут работать под нагрузкой только с водородным охлаждением. Генераторы 30 и 60 МВт могут работать с воздушным охлаждением при условии, что активная нагрузка и ток ротора не будут превышать определенных величин, установленных заводом.

Перевод генератора на водородное охлаждение разрешается производить после того, как получены удовлетворительные результаты испытаний на газоплотность статора, ротора и всей газовой системы генератора. Вводить водород в заполненный воздухом генератор нельзя, так как при этом внутри статора может образоваться взрывоопасная концентрация смеси водорода и воздуха. Поэтому вытеснение воздуха производят при помощи углекислоты. Ввод углекислоты может производиться как при неподвижном роторе, так и при работе турбогенератора. В зависимости от размеров для заполнения остановленного турбогенератора требуется 40—100 м³ углекислоты и 60—130 м³ водорода.

Падение содержания Н₂ в газовой смеси до 92% или повышение содержания О₂ в ней до 2% считается опасным. В этом случае следует произвести продувку системы в атмосферу и восстановить содержание Н₂.

17.6. ПРОВЕРКА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА РАБОТАЮЩЕЙ ТУРБИНЕ

Система регулирования должна удовлетворять следующим основным требованиям:

стопорные, отсечные и регулирующие клапаны должны быть плотными;

колебания частоты вращения при работе турбины на холостом ходу не должны превышать 10—15 об/мин;

механизм управления должен допускать изменение частоты вращения при работе турбины на холостом ходу от —4 до +6% номинальной частоты вращения (3000 об/мин), т. е. от 2800 до 3180 об/мин;

степень неравномерности регулирования скорости должна находиться в пределах 4—5% при местной степени неравномерности не ниже 3—2,5%;

неравномерность регулирования давления отборов должна составлять около 0,25 кгс/см² для теплофикационного отбора с давлением

пара 1,2—2,5 кгс/см² (абс.) и около 1,2 кгс/см² для производственного отбора с давлением пара 10—16 кгс/см²;

степень нечувствительности регулирования скорости не должна превышать 0,2—0,4%;

срабатывание бойков автомата безопасности должно происходить при повышении частоты вращения турбины на 10—12% сверх номинальной;

при работе турбоагрегата колебания нагрузки при всех режимах не должны превышать 2%;

при сбросе полной нагрузки и отключении генератора от сети регулирование должно обеспечить работу турбины в режиме холостого хода для быстрой синхронизации и включения генератора в сеть.

При первом пуске турбины с помощью стационарного тахометра определяют момент вступления регулирования в работу. При этой проверке синхронизатор должен находиться в положении, соответствующем наименьшей частоте вращения холостого хода турбины.

Регулятор скорости должен поддерживать минимальную частоту вращения холостого хода в пределах 2860—2880 об/мин. При вступлении регулирования в работу воздействием на синхронизатор постепенно повышается частота вращения турбины до 3000 об/мин и проверяется верхний предел увеличения частоты вращения синхронизатором. Частота вращения турбины в этом случае обычно составляет 3160—3180 об/мин.

Проверка плотности клапанов выполняется на горячей турбине после отключения генератора от сети. Для этого закрывают стопорный клапан. Параметры пара и вакуум в конденсаторе поддерживают нормальными и проверяют снижение частоты вращения. Проверка плотности регулирующих клапанов выполняется механизмом управления турбины, при этом частота вращения турбины должна снизиться до режима останова ротора. Проверка плотности клапанов производственного отбора и поворотного кольца теплофикационного отбора выполняется после настройки предохранительных клапанов отбора, которую рекомендует производить до пуска турбины паром от постороннего источника. Для настройки предохранительных клапанов теплофикационного отбора используется пар давлением 6 кгс/см², подающийся на деаэрактор, а для настройки предохранительных клапанов производственного отбора — пар от РОУ давлением 18—25 кгс/см².

Импульсные клапаны настраиваются на последовательное открытие. Открытие первого импульсного клапана устанавливается на давление, превышающее верхний предел давления в регулируемом отборе на величину, кгс/см²,

$$\Delta p_1 = (0,3 \div 0,4) + \delta_{p.d.},$$

где Δp_1 — превышение давления над верхним пределом давления в регулируемом отборе, кгс/см²; $\delta_{p.d.}$ — неравномерность регулятора давления.

Второй клапан регулируется на давление, превышающее на 0,2—0,3 кгс/см² давление, при котором срабатывает предыдущий клапан: $p_2 = p_1 + (0,2 \div 0,3)$ кгс/см², а третий — на давление $p_3 = p_2 + (0,2 \div 0,3)$ кгс/см².

Для теплофикационного отбора с давлением пара 1,2 кгс/см² предохранительный клапан регулирует при давлении $1,5 + 0,3 + 0,25 = 2,05$ кгс/см² $\approx 2,0$ кгс/см².

Если на ТЭС постороннего источника пара нет, то настройка предохранителя клапанов отбора должна быть выполнена при работе

турбины под нагрузкой. При этом давление в отборе создается путем закрытия клапанов отбора (поворотного кольца) в результате воздействия на золотник соответствующего переключателя.

После регулировки предохранительных клапанов может быть выполнена проверка плотности клапанов ЦСД и поворотного кольца ЧНД. Эта проверка выполняется при работе турбины на холостом ходу, нормальных параметрах пара перед стопорным клапаном турбины и полном вакууме в конденсаторе.

Для турбин ПТ-60-90/13 и ПТ-60-130/13 ЛМЗ давление в камере производственного отбора должно быть не менее 10 кгс/см², в камере теплофикационного отбора — не менее 2 кгс/см².

Если регулирование турбины работает неустойчиво, то для

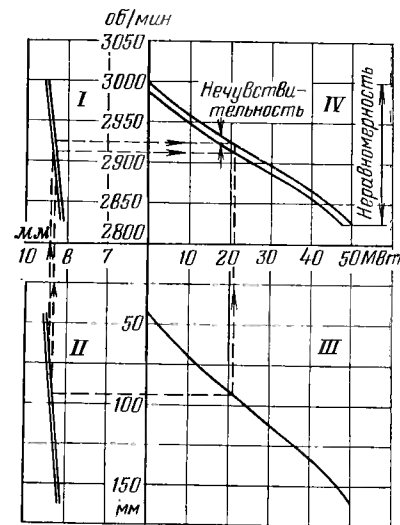


Рис. 17.3. Статическая характеристика регулирования.

I — зависимость перемещения муфты регулятора скорости от частоты вращения; II — зависимость положения сервомотора регулирующих клапанов ЧВД от положения муфты регулятора скорости; III — зависимость мощности турбины от степени открытия сервомотора регулирующих клапанов ЧВД; IV — статическая характеристика.

уточнения причины следует выявить зависимость перемещения органов регулирования от изменения частоты вращения ротора. Эти данные необходимы для построения статической характеристики регулирования и определения неравномерности и нечувствительности его.

Частоту вращения ротора следует изменять плавно, сначала в сторону снижения от номинальной до полного открытия клапанов, а потом в сторону повышения. Пределы изменений частоты вращения при этом обычно не превышают 200 об/мин.

Степень нечувствительности регуляторов скорости мембранно-ленточного и бесшарнирного типов практически мала, поэтому проверяют только золотники. Для поршневых регуляторов ХТЗ и КТЗ следует проверить чистоту отверстий самоцентрирующих устройств золотников.

Без устранения причин повышенной нечувствительности органов регулирования работа турбины под нагрузкой не допускается.

Проверка регулирования при работе турбины под нагрузкой производится для определения зависимости нагрузки от положения сервомотора клапанов. Нагрузка турбины изменяется путем воздействия на синхронизатор (управляющий механизм) ступенями, составляющими примерно по 10% номинальной мощности турбины. На каждой ступени следует делать выдержку 10—20 мин, затем по сигналу записывать величину нагрузки и положение сервомотора. Изменение нагрузки следует производить в сторону повышения от холостого хода до полной и в сторону уменьшения от полной до холостого хода. По по-

Таблица 17.4. Неполадки в работе регулирования

Признак	Причины	Мероприятия
Регулирование не поддерживает постоянным число оборотов ротора на холостом ходу. При номинальных значениях давления свежего пара и вакуума частота вращения ротора увеличивается	Неплотность в посадке регулирующих клапанов на седла. Регулирующие клапаны не садятся на седла	Притереть клапаны. Проверить наличие зазора между кулачком и роликом на горячей турбине. Проверить легкость движения клапанов на горячей турбине при удаленных пружинах и отсоединенном от сервомотора парораспределительном устройстве. Устранить заедание штоков, рамок колонок или подшипников кулачкового вала. Проверить на горячей турбине наличие зазора между поршнем сервомотора и упором в цилиндре в положении, соответствующем закрытию регулирующих клапанов.
При работе турбины на холостом ходу частота вращения ротора периодически меняется, а при работе на сеть меняется величина нагрузки. Органы регулирования совершают периодические колебания. При воздействии на механизм управления (синхронизатор) регулирование с опозданием изменяет частоту вращения ротора или нагрузку	Повышенная нечувствительность органов регулирования. Недостаточная устойчивость в работе регулирования из-за малой общей или местной неравномерности регулирования	Выполнить проверку регулирования при работе турбины на холостом ходу. По графикам опрелелить органы с повышенной нечувствительностью. Выполнить проверку регулирования при работе турбины с нагрузкой. Построить статическую характеристику и проверить отношение величины степени неравномерности к величине степени нечувствительности, а также выявить пологие участки на статической характеристике
Пределы изменений частоты вращения ротора турбины не	Неправильно отрегулирована взаимосвязь органов регу-	Выполнить проверку регулирования на неработающей турбине и от-

Продолжение табл. 17.4

Признак	Причины	Мероприятия
позволяют синхронизировать генератор с сетью при повышенной частоте в сети. Турбоагрегат не нагружается до номинальной мощности	лирования. Засорение фильтра на трубопроводе подвода масла в импульсные линии регулирования	корректировать зависимость перемещения органов регулирования от перемещения механизма управления. Проверить правильность вступления в работу регулятора скорости и откорректировать предварительное натяжение его пружины. Проверить чистоту фильтра. При необходимости удалить буксы для очистки камер в корпусах золотниковых устройств
При закрытии регулирующих клапанов турбоагрегат (с регулируемыми отборами) полностью не разгружается. При закрытии стопорных клапанов не изменяется величина нагрузки	Неплотность обратных клапанов регулируемых отборов	Закрыть задвижки на трубопроводах регулируемых отборов, убедиться в снижении нагрузки до нуля, после чего отключить генератор. Устранить неплотность обратных клапанов
Сервомотор, клапан и другие органы регулирования пульсируют	Скопление воздуха в полостях сервомоторов и золотниковых устройств из-за засорения отверстий для удаления его	Очистить отверстие $\varnothing 1-1,5$ мм для выпуска воздуха из полостей сервомоторов и золотниковых устройств
При сбросе максимальной нагрузки регулирование не удерживает турбоагрегат на холостом ходу и частота вращения ротора возрастает до величины, при кото-	Степень неравномерности регулирования значительно больше допускаемой. Недостаточное быстрое действие органов регулирования	По указанию завода уменьшить степень неравномерности и степень нечувствительности. Проверить по манометрам и отрегулировать давление масла в силовых и импульсных системах регулирования. Проверить

Продолжение табл. 17.4

Признак	Причины	Мероприятия
рой срабатывает автомат безопасности	То же	плотность обратных клапанов маслосистемы
	Недостаточное быстрое действие и неплотность обратных клапанов регулируемых отборов турбины, в результате чего пар из отборов, деаэратора и подогревателей разгоняет ротор	Увеличить по указаниям завода быстрого действия сервомоторов и принудительного закрытия обратных клапанов, проверить и устранить неплотность посадки клапанов на седла.

лученным данным строится график. По графикам, полученным при испытаниях регулирования, строится статическая характеристика (рис. 17.3).

Неполадки в системе регулирования и мероприятия по их устранению приведены в табл. 17.4.

Раздел восемнадцатый

КОМПЛЕКСНОЕ ОПРОБОВАНИЕ И ПРИЕМКА ОБОРУДОВАНИЯ

18.1. РЕЖИМ КОМПЛЕКСНОГО ПУСКА ЭНЕРГБЛОКА

В зависимости от теплового состояния оборудования режимы пуска подразделяются на следующие группы:

из холодного состояния — при полностью остывших котле и паропроводах и температуре металла паровпускных частей ЦВД или ЦСД турбины, равной или ниже соответственно 150 и 100°С;

из неостывшего состояния — при температуре металла паровпускных частей ЦВД и ЦСД турбины до 400°С;

из горячего состояния — при температуре металла паровпускных частей ЦВД и ЦСД турбины выше 400°С и сохранившемся избыточном давлении в тракте котла до ВЗ.

Пуск блока из любого теплового состояния проводится на сепараторном режиме по унифицированной технологии (табл. 18.1). Основными особенностями унифицированной технологии пуска блока являются: заполнение водой тракта котла до ВЗ и проведение начального этапа растопки при «отсечке» перегревателя; прогрев главных паропроводов до регулирующих клапанов турбины; низкие стартовые параметры свежего пара перед турбиной и пониженный вакуум в конденсаторе

Таблица 18.1. Режим пуска моноблока мощностью 330 МВт из различных тепловых состояний при моделированной системе обогрева фланцев и шпилек ЦСД турбины

Исходная температура, °С, верх корпуса турбины в зоне паровпуска		Ориентировочная продолжительность пуска простоя блока, ч	Продолжительность пуска от розжига горелок до толчка ротора турбины, ч	Параметры пара перед толчком ротора турбины		Продолжительность нагрева до 180 МВт, ч	Температура пара, °С, при мощности 180 МВт, и давлении 130 кгс/см²	Продолжительность нагрева до 330 МВт, ч	Общая продолжительность пуска блока, ч
ЦВД	ЦСД			Давление, кгс/см²	Температура, °С				
150	100	—	2,0	—	280	4,0	460	0,8	6,8
250—180	220—160	60—90	1,5	20	360—280	3,1	500—460	0,8	5,4
340—280	300—220	32—55	1,3	20	420—380	1,8	480—470	0,8	3,9
360—320	350—300	18—30	1,2	25	440—420	1,7	500—470	0,5	3,4
400—360	400—300	10—16	1,0	50	500—460	1,6	500—470	0,5	3,1
400	400	2,8	0,8	50	500	1,1	500	0,5	2,4

500 мм рт. ст., обеспечивающие полное открытие регулирующих клапанов после включения генератора в сеть; совмещенный с разворотом роторов турбины прогрев системы промперегрева, который производится свежим паром через ЦВД турбины при частоте вращения ротора около 800 об/мин, закрытых защитных клапанов ЦВД и открытых сбросах из паропровода горячего промперегрева; использование специальных средств для регулирования температуры свежего и вторичного перегретого пара и растопочного расширителя для деаэрации питательной воды.

Подключение перегревателя при пусках из холодного и близкого к нему состояний при начальной температуре металла толстостенных элементов тракта СКД менее 80°С производится в один прием путем открытия клапанов на выпаре из ВС после включения одной-двух форсунок (горелок). Это позволяет исключить тепловые удары в элементах вследствие конденсации пара на их холодных поверхностях при скачкообразном повышении давления в паропроводах до 4 кгс/см². При простоях меньшей длительности, когда температура металла толстостенных элементов тракта более 80°С, подключение перегревателя начинается при температуре среды перед ВЗ 260—270°С, что обеспечивает эффективную работу ВС.

При пусках из горячего и близкого к нему состояний (при сохранившемся избыточном давлении в тракте котла до ВЗ) для исключения захлаживания выходных камер котла и паропроводов повышается температура газов в поворотной камере котла до уровня 500°С при пусках после простоя до 8 ч и до уровня 400°С при пусках после простоя большей длительности. Работа ВС организуется с проскоком пара, гарантирующим исключение забросов влаги в перегреватель.

Пуск из всех тепловых состояний проводят с предварительным прогревом главных паропроводов до регулирующих клапанов ЦВД турбины, совмещая его с прогревом ГПЗ и стопорных клапанов. При пусках

блока из холодного состояния предварительный прогрев главных паропроводов до подачи пара в турбину завершается после повышения температуры пара в стопорных клапанах турбины до 220—230°С, при которой обеспечивается превышение над температурой насыщения (50—60°С) и исключается попадание в турбину влажного пара. Температура свежего пара перед толчком ротора устанавливается на 80—100°С выше температуры металла верха ЦВД в зоне паровпуска, но не выше номинальной при пусках на прямоточном режиме и не выше 500°С при пусках блока на сепараторном режиме.

Отключение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦВД проводят после повышения давления свежего пара перед турбиной до номинального при нагрузке около 180 МВт. Момент завершения прогрева определяют нагревом поверхностей расточек обоих роторов до температуры 430°С, при которой допустим выход на номинальную нагрузку при температуре пара 520°С. Продолжительность нагружения блока определяется по тому из роторов, который требует наибольшего времени на прогрев.

Перевод блока на номинальное давление свежего пара перед турбиной производят при 60%-ной номинальной нагрузке. По условиям термонапряженного состояния стопорных клапанов и для исключения захлаживания ЦВД переход на номинальное давление пара осуществляется за 15—20 мин при одновременном повышении температуры свежего пара на 40°С.

Перевод питания с ПЭН на ПТН (прогрев ПТН производится паром от отбора турбины при частоте вращения ротора ПТН около 1000 об/мин) проводят при нагрузке блока 180 МВт до перехода на номинальное давление свежего пара.

Температура вторичного перегретого пара при пусках блока регулируется паровыми байпасами, пусковым впрыском и штатными средствами.

Отключение паровых байпасов и переход на пусковые впрыски производят в диапазоне нагрузок блока 50—90 МВт.

Основными особенностями технологии пуска блока на прямоточном режиме из горячего резерва, обеспечивающими уменьшение расхолаживания котла, главных паропроводов и турбины, являются минимальная длительность вентиляции газозвдушного тракта котла перед пуском с учетом требований ПТЭ, установление растопочного расхода воды в котел на 1,0—1,5 мин перед розжигом форсунок с последующим быстрым (2—3 мин) увеличением расхода топлива до растопочного, снижение давления свежего пара перед турбиной для толчка ротора до 160—180 кгс/см².

При пуске энергоблока с турбиной К-500-240-2 ХТГЗ из холодного состояния параметры пара перед турбиной составляют 25—30 кгс/см² и 250°С. Прогрев турбины на низкой частоте вращения с набором частоты до 3000 об/мин продолжается 40—50 мин. Набор нагрузки от синхронизации генератора до полной длится 7—8 ч с постепенным поднятием температуры и давления пара до минимальных величин при нагрузке 300—350 МВт.

При пуске из горячего состояния (после 8 ч останова) параметры пара перед турбиной должны быть 100—120 кгс/см² и 520—540°С. Прогрев турбины на низкой частоте вращения с набором частоты до 3000 об/мин продолжается 25—30 мин, набор нагрузки от синхронизации генератора до полной — 5—5,5 ч. Давление пара достигает номинального при нагрузке 350 МВт.

Расхолаживание турбины при остановке блока для ремонта вы-

полняется двумя способами: паром от коллектора собственных пужд с температурой 250°С; атмосферным воздухом с забором его через открытые предохранительные клапаны промеперегрева при работе турбины. Расхолаживание турбины до температуры ЦВД 150°С продолжается обоими способами не менее 36 ч.

При пуске энергоблока с турбиной К-800-240-3 из холодного состояния температура пара составляет 320—340°С, давление 40 кгс/см². Прогрев турбины на низкой частоте вращения и набор частоты до 3000 об/мин продолжается 60—70 мин, набор нагрузки от синхронизации генератора до полной — 5,5—6 ч. Постепенный подъем давления и температуры пара до номинальных значений производится при нагрузке 400—450 МВт. При пуске из горячего состояния температура пара должна быть на 80—100°С выше температуры металла паровпуска ЦВД. Прогрев турбины на низкой частоте вращения и набор частоты до 3000 об/мин продолжаются 30 мин. Длительность нагружения блока после 8 ч простоя равна 1,5 ч, а после 72 ч простоя — 3 ч.

Расхолаживание турбины при останове блока для ремонта выполняется комбинированным способом: сначала паром под нагрузкой, а затем атмосферным воздухом. Продолжительность расхолаживания ~38 ч.

Плановый и аварийный остановы энергоблока в зависимости от применяемой технологии подразделяются на следующие группы: без расхолаживания оборудования, с расхолаживанием турбины, с расхолаживанием котла и паропроводов, с расхолаживанием тракта котла до ВЗ, аварийный.

Останов без расхолаживания оборудования проводится при выводе блока в резерв, а также для ремонтных работ. Технология останова предусматривает разгрузку блока до 150 МВт с последующим погашением котла, быстрый разгрузкой турбины до 90—100 МВт и ее отключением (сохраняют давление до ВЗ и выпускают пар из перегревателя).

Останов с расхолаживанием турбины проводят в случае выполнения ремонтных работ, требующих остывания турбины. Расхолаживание турбины проводят с разгрузкой блока и плавным снижением температуры свежего пара до 320°С и вторичного пара до 300°С.

Останов с расхолаживанием котла и паропроводов производят при необходимости ремонтных работ. Расхолаживание проводят после отключения турбины путем медленного выпуска пара из котла, а затем прокачкой через котел воды со сбросом среды через дренаж перед ГПЗ.

Останов с расхолаживанием тракта котла до ВЗ проводят при необходимости производства ремонтных работ в топке и на пароводяном тракте до ВЗ. Расхолаживание ведут после отключения турбины выпуском пара и последующей прокачкой воды со сбросом среды из ВС в растопочный расширитель.

Расхолаживание прямоточного котла путем вентиляции топки может производиться непосредственно после останова.

При выводе в ремонт котла с естественной циркуляцией пуск дымососа для расхолаживания разрешается не ранее чем через 10 ч, а для котлов давлением 140 кгс/см² и выше — через 18 ч (разность температур металла верха и низа барабана не должна превышать 40°С).

При аварийном отключении блока защитами или персоналом до установления причины останова производят консервацию котла с сохранением давления в тракте.

18.2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Пусковой комплекс энергетического блока (установки) включает совокупность объектов и сооружений или их частей, предусматриваемых к строительству с данным блоком и позволяющих при минимальных объемах строительно-монтажных работ обеспечить эксплуатацию на заданных расчетных параметрах с выработкой и отпуском тепловой и электрической энергии.

Головными образцами энергетического оборудования являются:

а) паровые котлы и парогенераторы парогазовых установок, если они отличаются от серийных параметрами пара, конструкцией и компоновкой поверхностей нагрева, топочным устройством, системой циркуляции, видом сжигаемого топлива;

б) ядерные паропроизводящие установки (ЯППУ), если они отличаются от серийных тепловой мощностью, параметрами и видом теплоносителя, видом и обогащением используемого ядерного топлива, конструкцией и компоновкой основного оборудования ЯППУ (реактор, парогенераторы, сепараторы пара, главные циркуляционные насосы, компенсаторы объема, органы системы управления и защиты реактора), принципами регулирования и управления реакторами, системами аварийной безопасности;

в) паровые и газовые турбины, если они отличаются от серийных электрической или тепловой мощностью, параметрами пара на выходе регулируемых отборов, параметрами газа перед газовой турбиной, противодавлением, количеством и компоновкой цилиндров, конструкцией корпусов цилиндров и камер сгорания, видом топлива газовых турбин, принципами системы регулирования и маслоснабжения, принципиальными изменениями тепловой схемы турбоустановки;

г) турбогенераторы, если они отличаются от серийных мощностью, напряжением, принципами конструкции, системой охлаждения статора и ротора, системой возбуждения.

Примемка в эксплуатацию объектов производится государственными приемочными комиссиями, в состав которых включаются представители заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций по монтажу оборудования, генерального проектировщика, научного руководителя проекта и главного конструктора реакторной установки (для АЭС), органов по использованию и охране водных ресурсов, Госгортехнадзора СССР. Государственная приемочная комиссия создается не позднее чем за 4 мес до начала комплексного опробования оборудования ТЭС или за 6 мес. до начала физического пуска АЭС.

Государственная приемочная комиссия обязана проверить готовность объекта к приемке в эксплуатацию и качество строительно-монтажных работ и дать оценку, проверить готовность АЭС к физическому пуску, после проведения физического пуска проверить готовность АЭС к энергетическому пуску и принять решение о его проведении.

Государственная приемочная комиссия имеет право назначать специализированные подкомиссии для проверки готовности отдельных зданий и сооружений и смонтированного в них оборудования, дополнительно опробовать и испытать оборудование для проверки его качества, приостанавливать или прекращать работы, эксперименты, если они вызывают угрозу безопасности персоналу или оборудованию или загрязнение окружающей среды.

Полномочия государственной приемочной комиссии по приемке в эксплуатацию объекта прекращаются с момента утверждения акта приемки объекта в эксплуатацию.

Акт государственной приемочной комиссии рассматривается и утверждается организацией, назначившей ее, не позднее чем в месячный срок после его представления. Утверждение акта служит основанием для включения в отчетность ввода объекта в эксплуатацию.

Общее руководство организацией работ по приемке, проверке и опробованию законченных монтажом объектов и оборудования осуществляется рабочей комиссией, решение которой обязательно для организаций, работающих на объекте.

В состав рабочей комиссии включаются представители заказчика (председатель комиссии), генерального подрядчика, субподрядных организаций, проектной организации, научного руководителя проекта АЭС, наладочных организаций, главного конструктора реакторной установки АЭС, технической инспекции ЦК профсоюза, Госатомнадзора, профсоюзной организации заказчика, органа Государственного санитарного надзора, Государственного пожарного надзора, заводов — изготовителей основного оборудования. Техническое руководство работами по пуску и вводу энергетического объекта в эксплуатацию осуществляется техническим руководителем пуска (главным инженером электростанции или его заместителем). На АЭС физический пуск осуществляется научным руководителем пуска.

Рабочая комиссия обязана до предъявления заказчиком объекта к приемке в эксплуатацию проверить соответствие выполненных строительно-монтажных работ утвержденному проекту и качество выполненных работ и дать оценку, проверить правильность проведенных монтажными и наладочными организациями индивидуальных опробований и испытаний оборудования и принять его для комплексного опробования по акту, дать заключение о готовности оборудования и систем к физическому и энергетическому пускам для энергоблока АЭС и к комплексному опробованию оборудования энергоблока или агрегата ТЭС, а смонтированное оборудование в зданиях и сооружениях принять в эксплуатацию, дать заключение по результатам комплексного опробования оборудования, при приемке объектов проверить наличие документов о разрешении эксплуатации объектов и оборудования, подконтрольных органам Государственного надзора, представители которых не вошли в состав комиссии.

Рабочая комиссия имеет право производить в необходимых случаях дополнительные опробования и испытания оборудования, а также отдельных конструкций и узлов и привлекать для этой цели в установленном порядке персонал генерального подрядчика и его субподрядные организации.

Техническая программа пусконаладочных работ определяет последовательность и порядок выполнения операций по вводу объекта в эксплуатацию, физического и энергетического пусков на АЭС, а также рабочие программы. Методика проведения экспериментов разрабатывается заказчиком, представителями научного руководителя и главного конструктора проекта (для АЭС) с привлечением наладочных организаций и согласовывается с генеральным подрядчиком, проектировщиком, монтажными организациями, заводами — изготовителями оборудования и Госатомнадзором (для АЭС).

Техническая программа пусконаладочных работ по вводу объекта в эксплуатацию утверждается: государственной приемочной комиссией — для головных объектов и серийных на электростанциях, пускаемых с «нуля», не позднее чем за 4 мес до начала комплексного опробования оборудования, а для АЭС — до начала физического пуска; рабочей комиссией — для серийных и энергетических объектов расши-

ряющихся электростанций не позднее чем за 2 мес до начала комплексного опробования. Рабочие программы для пусконаладочных работ утверждаются техническим руководством пуска.

Головная пусконаладочная организация и распределение объема работ между наладочными организациями на строящихся электростанциях назначаются Минэнерго СССР не позднее чем за 13 мес до начала комплексного опробования оборудования ТЭС или физического пуска АЭС на первых серийных энергоблоках, не позднее чем за 2 года — на головных энергоблоках.

Работы по подготовке объекта к приемке в эксплуатацию включают подготовительные и предпусковые работы, пусковую приемку и индивидуальное опробование оборудования, наладочные и пусковые работы, комплексное опробование.

В подготовительные и предпусковые работы входят: анализ проекта, выдача замечаний и рекомендаций по проекту, оказание технической помощи при проектировании, и участие в приемке проектов от проектной организации, организация экспериментального контроля, составление проекта производства наладочных работ, надзор за монтажными работами и их соответствием проекту, подготовка персонала, разработка технической и эксплуатационной документации.

18.3. ПРИЕМКА ОБОРУДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Пусковая приемка оборудования от монтажных организаций и опробование производятся рабочей комиссией.

График пусковой приемки и опробования оборудования и перечень сдаточных узлов объектов составляются генеральным подрядчиком совместно с субподрядными организациями, согласовывается с заказчиком и утверждается рабочей комиссией. Пусковая приемка и опробование оборудования заключается в проверке: качества и соответствия выполненных работ рабочим чертежам; выполнения указаний заводом — поставщиком оборудования, строительных норм и правил, технических условий на монтаж оборудования, правил Госгортехнадзора СССР, Госатомнадзора СССР; работы механизмов на холостом ходу; наличия исполнительной документации; готовности оборудования объекта к пробному пуску и комплексному опробованию. Подача напряжения и допуск к работе осуществляются заказчиком.

При узловой приемке оборудования монтажная организация представляет необходимую техническую документацию, возможность осмотра оборудования, предъявляемого к сдаче, акты на скрытые работы.

В процессе пусковой приемки и опробования оборудования выполняются:

- опробование и обкатка механизмов, систем безопасности;
- испытание и проверка на плотность газовоздушного тракта котла, системы пылеприготовления, корпуса статора и ротора турбогенератора, систем водородного и водяного охлаждения генератора, вальцовки конденсаторных трубок, вспомогательных систем ЯППУ, герметичных помещений и проходок, страховочных кожухов и других систем;

- гидравлические испытания котла, парогенератора, трубопроводов, теплообменных аппаратов, газомасловоздухоохладителей и других сосудов, подведомственных Гостехнадзору СССР;

- проверка сеток и промывочных устройств, затворов и щитов сооружений водоснабжения;

- проверка работы специальных устройств для ревизии и ремонта реактора и другого оборудования, противопожарных устройств;

- наладка и опробование технических защит, блокировок и сигнализации системы автоматического пожаротушения; проверка взаимодействия элементов смонтированной электросхемы.

В наладочные и пусковые работы входят:

- пуск и наладка схем водоприготовительной установки, газового хозяйства, конденсатоочистки, баков, очистных сооружений;

- водные промывки и химические очистки внутренних поверхностей нагрева котла, всех трубопроводов и элементов ПВД;

- продувка трубопроводов паром от постороннего источника, сушка обмуровки;

- паровое опробование котла и продувка паропроводов;
- наладка спецводоочистки и спецгазоочистки на АЭС;

- горячая промывка главных циркуляционных трубопроводов и оборудования I контура, промывка трубопроводов и оборудования вспомогательных систем ЯППУ, гидравлические испытания I контура;

- наладка и ввод в работу системы газового разогрева и электрообогрева (для ЯППУ типа БН);

- наладка и ввод в работу системы пожаротушения натрия, накопление натрия и очистка его, заполнение контуров натрием;

- наладка систем пробоотбора натрия, наладка и опробование замораживающих устройств, накопление и заливка вспомогательных жидких металлов с проверкой их разогрева и замораживания (для ЯППУ типа БН);

- тензометрирование и замеры температур по оборудованию в процессе разогрева и подъема давления, первая ревизия оборудования контура ЯППУ;

- горячая обкатка систем и оборудования ЯППУ с имитирующими элементами, вторая ревизия оборудования контура ЯППУ и внутрикорпусных устройств (для АЭС с ядерными реакторами типа ВВЭР), физический пуск ядерного реактора;

- пробный пуск блока по проектной схеме для проверки работоспособности оборудования и технологических схем, безопасности его эксплуатации, проверка и настройка систем управления, авторегуляторов, блокировок, защит, сигнализации, КИП, средств оперативной связи;

- пуск турбоагрегата на холостом ходу для проверки заводского режима вывода турбины на обороты, автоматов безопасности, настройки регулирования, вибрации подшипников, работы вспомогательного оборудования, сигнализации, авторегуляторов и защит;

- сдача в эксплуатацию установки.

После окончания пусковой приемки и индивидуального опробования, наладочных и пусковых работ оборудование принимается рабочей комиссией для комплексного опробования. С момента подписания акта оборудование считается принятым заказчиком, и он несет ответственность за его сохранность.

Комплексное опробование оборудования проводится для проверки совместной работы основных агрегатов и вспомогательного оборудования под нагрузкой и выявления возможных дефектов в оборудовании и осуществляется заказчиком с участием представителей генерального подрядчика и проектной организации, научного руководителя и главного конструктора реакторной установки, монтажных и наладочных организаций, а при необходимости и заводов — изготовителей оборудования.

Для выполнения комплексного опробования заказчик предоставляет эксплуатационный персонал, топливо, обессоленную воду, конденсат, электроэнергию, пар, сжатый воздух, смазочные масла и другие вспомогательные материалы, дополнительные КИП.

Генеральный подрядчик и субподрядные организации для комплексного опробования выполняют работы по устранению выявившихся дефектов монтажа и назначают дежурный монтажный персонал.

Ответственность за технику безопасности, пожарную, ядерную и радиационную безопасность при комплексном опробовании несет заказчик.

Комплексное опробование оборудования блока или котла ТЭС считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара и при постоянной или поочередной работе вспомогательного оборудования, включая КИП, блокировки, сигнализацию и дистанционное управление, устройства защиты и автоматики, не требующие режимной наладки. Для газотурбинных установок обязательным условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение 10 автоматических пусков.

Комплексное опробование оборудования АЭС считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч с номинальными параметрами ЯПГУ и номинальными параметрами пара и при постоянной или поочередной работе вспомогательного оборудования по проектной схеме, включая КИП, блокировки, сигнализацию, дистанционное управление, устройства защиты, автоматики.

Началом комплексного опробования считается момент включения генератора в сеть. Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе или номинальная нагрузка и проектные параметры пара (газа — для ГУ) не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, то решение о проведении комплексного опробования на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки устанавливаются государственной приемочной комиссией и оговариваются в акте приемки оборудования.

Все дополнительные работы, не предусмотренные проектом и рекомендованные эксплуатацией, наладочными, научно-исследовательскими и другими организациями для повышения надежности и устойчивости работы оборудования, должны рассматриваться государственной приемочной комиссией, которая устанавливает необходимость и сроки выполнения этих работ. Особо важные работы по решению государственной комиссии должны выполняться до комплексного опробования, и передаются генеральному подрядчику не позднее чем за 4 мес до ввода в эксплуатацию объекта за счет заказчика при условии предоставления в обусловленные сроки технической документации, оборудования, материалов, а также источников финансирования.

Специализированные пусконаладочные организации и их подразделения выполняют работы на пусковых объектах по договорам с дирекциями-заказчиками. Составление договоров является обязанностью пусконаладочных организаций. Дирекция-заказчик обязана рассмотреть договор в 10-дневный срок и возратить его составителю в оформленном виде.

Обязательства дирекции-заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций, заводов — изготовителей оборудования по обеспечению пусконаладочных и доводочных работ в период освоения проектной мощности распределяются следующим образом.

Дирекция-заказчик обеспечивает пусконаладочные работы на всех стадиях опробования оборудования и экспериментально-наладочных работ (в период освоения проектной мощности):

- квалифицированным эксплуатационным персоналом;
- энергоресурсами, сжатым воздухом, смазочными маслами и другими вспомогательными материалами;
- сохранность оборудования и установок, подлежащих наладке, и режим, исключающий доступ посторонних лиц;
- приспособлениями, измерительными и пробоборными устройствами, приборами и инструментами;
- проектной и заводской технической документацией (через архив) не позднее чем за 2,5 месяца до начала наладочных работ;
- эксплуатационно-оперативной документацией по оборудованию.

Генеральный подрядчик и субподрядные организации обеспечивают:

- устранение дефектов монтажа;
- устранение заводских дефектов и на головном оборудовании — реконструктивных и доводочных работ по технической документации под руководством персонала завода-изготовителя по наряд-заказам дирекции-заказчика.

Генеральный подрядчик представляет рабочей комиссии список ИТР, ответственных за каждый вид работ, комплект рабочих проектных чертежей на строительство объекта или внесенных изменений в рабочие чертежи, монтажные и сварочные формуляры.

Генеральный проектировщик обеспечивает:

- доработку проектной документации в ходе пусконаладочных работ и доводочных работ в период освоения проектной мощности;
- авторский надзор на головном оборудовании, включение в проект по заданию завода-изготовителя и головной наладочной организации специальных испытательных устройств, необходимых для наладки и испытаний оборудования до пуска энергоблока (установки);
- проектирование схемы экспериментального контроля для испытаний и научно-исследовательских работ на головном оборудовании.

Наладочная организация обеспечивает пусконаладочные работы квалифицированным персоналом и отвечает за качественное и своевременное выполнение наладочных работ с оформлением необходимой технической документации, проведение индивидуального опробования и наладки режимов работы оборудования, ввод в эксплуатацию и освоение проектной мощности объекта в установленные сроки.

Заводы-изготовители обеспечивают пусковые работы шеф-персоналом, техдокументацией, деталями, материалами и финансированием для производства доводочных работ по устранению выявленных технологических и конструктивных дефектов в условиях электростанции, технической документацией по правилам и условиям монтажа, пуска и эксплуатации оборудования и по результатам заводских испытаний.

Финансирование пусконаладочных работ осуществляется: на объектах с головным оборудованием — по сводной смете на капитальное строительство; с серийным оборудованием — по смете затрат на пусконаладочные работы электростанций за счет средств по основной деятельности с отнесением их на статью аналитического учета «Расходы будущих периодов» для последующего списания на затраты производства в установленном порядке.

Работы по комплексному опробованию оборудования оплачиваются дирекцией-заказчиком по смете пусковых операций, финансируемой за счет основной деятельности электростанций с привлечением, в случае необходимости, кредитов банка.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

- Автомат безопасности 855
- Акт приемки объекта в эксплуатацию 862, 863
- Ангидрид фталевый 786, 790
- Антрацит дробленый 582
- Аппарат для гашения извести 576
- обдувочный глубоковыдвижной 109
- — маловыдвижной 107
- — допуски при монтаже 111
- очистки труб, монтаж 106
- Арматура запорная 14
- коррозионно-стойкая 23
- опробование электропроводов 806
- трубопроводов АЭС 502
- — для реакторов типа ВВЭР и РБМК 517, 518
- — общего назначения 515
- — особенностей монтажа 557
- — водяная 493, 494
- — паровая 493, 497
- — норма герметичности затворов 552
- — низкого давления 498
- — правила установки 554
- — приводы 557
- — чугунная 556
- Аустенизация 702
- АЭС, второй контур 221
- главный корпус 228
- длительность проведения комплексного опробования оборудования 866
- первый контур 221
- системы первого контура 221
- физический пуск 222
- энергетический пуск 222

Б

- Баки для кислоты и щелочи 571
- — хранения жидких реагентов 594
- Барабаны и внутрибаранные устройства, допуски при установке 81
- котлов, размеры 80

- Барабаны котлов монтаж 79
- приварка деталей 679
- Блоки РВП-14,5 130
- экранов, допуски при сборке 94
- Бульдозеры 601
- Бункера угольные, затворы 197

В

- Вагонопрокидыватель ВРС-125, монтаж 614, 819
- допуски при монтаже 613
- техническая характеристика 611, 612
- Вакуумная система, проверка плотности 837, 842
- Варианты членения котла на блоки 51
- Вентилятор дутьевой 16
- — допуски при монтаже 148
- — одностороннего всасывания 147
- — осевой, монтаж 137
- — центробежный 141—147
- мельничный 150, 151
- Вибрационное устройство для очистки вертикальных шпир 113
- Внутрикорпусное оборудование реактора БН-600, монтаж 309
- устройство реактора, монтаж 267
- Вода котловая, эксплуатационные нормы качества 831
- питательная котлов с естественной циркуляцией, нормы качества 830
- — прямоточных котлов, нормы качества 829
- сетевая, нормы качества 832, 833
- Водовод напорный 21
- Водоподготовка 21
- Водяной стенд для проверки форсунок, схема 826
- Возбудители 373
- Воздухоподогреватели регенеративные, допуски при сборке и выверке блоков каркаса 121
- — монтаж 116, 126
- — общий вид 127, 128
- — опробование 806

- Воздухоподогреватели регенеративные постановочные узлы 118
- РВП-98 и РВП 41, допуски на монтаж 125
- — техническая характеристика 117
- РВП-14,5, заводские и поставочные блоки 130
- — допуски при монтаже 132
- — конструктивные решения 126, 129
- — технологическая последовательность монтажа 130
- — трубчатые, монтаж 131
- — отклонение размеров готовых секций 131
- ТКЗ, общий вид 119
- — приводы 123
- Встряхивания механизмы, монтаж приводов 214
- Вязкость мазута 13, 14

Г

- Газов смеси, пределы взрываемости 727, 828
- Газовоздухопроводы, допуски при сборке и установке блоков 161
- круглого и прямоугольного сечения, размерный ряд 152, 153
- — монтаж 151
- — холодный натяг 161
- Газовоздушный тракт котла, монтаж 115
- — опрессовка под наддувом 808
- Газоочистительное устройство, опробование 810
- Газоплотность генератора, данные для проверки 375, 376
- — контроль 371, 388
- котельной установки, проверка 807—809
- Газоплотные панели и блоки экранов, допуски при сборке 94
- Газопроводы ацетилена, кислорода, сжиженного газа 562—564
- — контрольная опрессовка 828
- — топливного газа, испытание на прочность и плотность 560, 561
- — — монтаж 558—560
- Газорегуляторный пункт 14
- Галонный теченскатель 377
- — методы контроля 772
- Гамма-дефектоскопы для контроля сварных швов 750
- — характеристика источников излучения 750
- Генеральный план II

- Генеральный проектировщик, обеспечение авторского надзора и доработки документации 866
- Генератор на водородном охлаждении 853
- — воздушном охлаждении 853
- — синхронизация и включение в сеть 850
- к паровым турбинам, характеристика 372
- — электрические условия поставки 371
- Герметичность 769
- — классификация методов контроля 770, 774
- Гидравлический метод с люминесцентным индикаторным покрытием 772
- Гидразивная обработка 788
- Гидроизолаудаление, пуск системы 817
- Гидроэлеваторы 583
- Головная пусконаладочная организация 864
- Головные образцы, котлы и парогенераторы 862
- — паровые и газовые турбины 862
- — турбогенераторы 862
- — энергетического оборудования 862
- — ядерные паропроизводящие установки 862
- Горелки газомазутные, параметры 103
- пылегазовые, монтаж 102
- пылеугольные 101
- Государственная приемочная комиссия для АЭС 862
- — — ТЭС 862
- Графитовая кладка, монтаж 240
- Грохоты валковые дисковые для угля и торфа 619
- инерционные наклонные 610
- Грузоподъемность мостовых кранов 18
- Группа дозиметрии и радиометрии 726
- контрольно-технологическая 724
- — структура службы 725
- лабораторного контроля качества сварки 726
- лабораторных испытаний 726
- наладки и ремонта аппаратуры 726
- оформления технической документации 726
- ультразвукового контроля и стилископирования 726

Д

- Давление пара, пределы регулирования 319
- Датчик осевого сдвига, установка 368
- Деаэратор 19

Деаэраторы атмосферного давления 408
— повышенного давления 408
— с барботажным устройством 409
— вакуумные 408
— монтаж 402
— промывка 802

Деаэрационные колонки атмосферного давления 407

— — повышенного давления 407
— — приварка к бакам 402
— — техническая характеристика 407

Дежурный персонал дирекции ТЭЦ 848

Дежурные слесари-монтажники 848

Декарбонизаторы 571

— допуски 377

Дефектоскопия капиллярная 763

— люминесцентная 764

— магнитопорошковая 763

— ультразвуковая 759—763

— — схема контроля сварного соединения 759

— цветная 764

Дефектоскопы ультразвуковые для ручного и разрушающего контроля сплошности металла 760—762

Домкрат клиновой для выверки фундаментных рам 331

Допуски начальных параметров в температуре промпрегрева пара 319

Дробеструйная установка для котлов, работающих под наддувом 112

— — опробование 807

Дробилки дискозубчатые 615, 616

— — допуски при монтаже 617

— молотковые 615, 617

Дробильное оборудование, монтаж 615, 618

— — обкатка 819

Дымосос 16

— осевой ДОД 31,5 138

— — допуски при монтаже 140

Дымососы и вентиляторы 137

— — — двустороннего всасывания 141—145

— — — допуски при монтаже 148

— — — одностороннего всасывания, монтаж 145, 146

— — — осевого типа 136

— — — укрупнение в монтажные блоки 134

— — — установка 146—147

— рециркуляции газов и вентилятор горячего дутья 132, 150

— — — — — монтаж 148—151

Ж

Железоотделители электромагнитные подвесные 620, 621

Железнодорожные выезды постоянные в котельную и машинный зал 12

З

Запальники для горелок 104

Затворы для угольных бункеров 197

— клапанные 200, 201

Защиты генератора, проверка 850

Змеевики, проверка 88

Змеевиковые поверхности, допуски при монтаже 96

Золосмывные аппараты непрерывного действия 818

Золотуловители батарейные для котлов до 160 т/ч 219

— мокрые, опробование 810

— скоростные МС-ВТИ 17, 215

— — допуски при монтаже 215—217

И

Известкование 588

Импульсно-предохранительные устройства, нормы регулирования 814

Испарители поверхностного типа 410

Испытание газоохладителей гидравлическое 379

— гидравлическое трубных систем ПНД и ПВД 401

— избыточным давлением воздуха 773

— керосином 773

— маслопровода 845

— на плотность, расход фреона 377

— паровых турбин на заводском стенде 318

— сварных соединений на статическое растяжение, на статический изгиб или сплющивание, на ударный изгиб 766

К

Карманы всасывающие, основные размеры 158

Кварцевый песок 582

Кислотная промывка 787, 801

— — АЭС, выбор насосов 801

Клапаны круглые, характеристика 156

— обратные, проверка 847

— прямоугольные, характеристика 156,

157

Клапаны регулирующие, проверка 847

Коагулянты, расход 589

Коагуляция 589

Компенсаторы линзовые, компенсирующая способность 159—161

— трубопроводов, коэффициент линейного расширения труб 550

Комплексное опробование оборудования 865

Конвейер, включение в обкатку 819

— горизонтальный 628

— допуск на монтаж опорных конструкций 630, 634

— допустимое радиальное биение барабана 631

— — электронно-гидравлические 636

— ленточный 628, 629

— продолжительность испытаний приводов 819

— — роликотопоры 632

— сбрасыватели плужковые 634

— сроки испытания механизмов и устройств 637

Конвейерные весы, техническая характеристика 635

— ленты резинотканевые 637—639

Конденсатоочистка блочная, монтаж и пуск 597

— — схема 596

Конденсаторы, засорение 844

— монтаж 389

— турбин АЭС 391

— — ТЭС 390

— установка и вальцовка трубок 392

Конденсационная установка, пуск 848

Контроль в процессе производства сварочных работ 728

— геодезическими методами установки оборудования 728

— геометрических размеров при сварочных и монтажных работах 728

— — торцов труб для сварки 728

— гидравлическим испытанием 774

— за термообработкой 728

— технологическими параметрами сварки 728

— знаний дефектоскопистов 727

— — дипломированных сварщиков 727

— — ИТР и их аттестация 727

— исправности приборов и устройств 727

— качества исходных материалов и газов 727

— — монтажных работ 724

— люминесцентно-гидравлический 772

— местным вакуумированием 773

— объема стилископирования шва 746

Контроль предварительный 727

— сварных соединений конструкций трубопроводов при сооружении АЭС 739—744

— — швов нахлесточных, угловых, тавровых соединений металлоконструкций 754

— стыковых сварных соединений цилиндрических изделий 755

— — схема просвечивания 751

— — физическими методами сварных труб паровых котлов и трубопроводов 730—738

— химический 21

— чистоты внутренних поверхностей трубопроводов 728

Концентрация водного раствора кислоты 804

— трилона Б 788

Котел, комплексное опробование оборудования 820

— — прямоточный с рециркуляцией 26

Котлы 29, 34, 37, 42, 46

— индексы, добавляемые к типоразмерам 24

— — каркас, постоянные и временные нагрузки 66—67

— — комплекс элементов и частей 24

— — монтаж длинномерных и тяжеловесных блоков экрана 61

— — общие технические условия на стальные конструкции 67

— — поставка по ОСТ 24-030-46-74 50

— — расход металла для стендов и приспособлений для сборки и монтажа 54

— — сборка монтажных блоков 51

— — сборка, подъем и установка хребтовых балок 59, 60

— — стационарные, термины и определения 25, 26

— — схема передачи блоков при помощи рамы треугольника 65

— — строповки при нагрузке блока конвективной шахты 63

— — температурный режим для поверхностей нагрева 812, 813

— — требования к контрольной сборке, точности к допускам каркасных конструкций 74, 75

— — универсальная рама для транспортировки и монтажа блоков кранов 62

— — установка приборов защиты, останов 810, 811

Котлы барабанные 15, 21, 25

— — БКЗ 320 т/ч 49, 50

— — БКЗ 420 т/ч 45—48

Котлы барабанные выбор монтажного проема для заводки блоков 51
 — высокого давления 25
 — газоплотные 15
 — грузоподъемность кранов для монтажа блоков 53
 — монтаж экранов, допуски 95
 — низкого давления 25
 — разбивка на монтажные блоки 53
 — сводные показатели поставочной блочности 52
 — с естественной циркуляцией 28
 — с промпрегревом, основные характеристики 42
 — среднего давления 25
 — ТКЗ 420 т/ч 42, 44, 45
 — ТКЗ 500 т/ч 43
 — ТКЗ 670 т/ч 41, 42, 45
 Котлы водогрейные
 — монтаж 98
 — параметры 98
 — техническая характеристика 99, 100
 — унифицированные 101
 Котлы прямоточные 59
 — ЗИО 1650 т/ч 36, 52
 — ЗИО 2650 т/ч 29, 32
 — коэффициент монтажной блочности 59
 — монтажные блоки металлоконструкций 56
 — подвесные, особенности монтажа 54
 — сверхкритического давления 26
 — сводные данные 58
 — ТКЗ 1000 т/ч 36—40
 — ТКЗ 1800 т/ч 29, 33
 — ТКЗ 2650 т/ч 29—32, 34—36, 56, 58, 64
 — ТКЗ 3950 т/ч 29, 30
 — технологическая последовательность монтажа блоков 64, 65
 — характеристики поставочной блочности 56
 — химическая очистка 782, 785
 Кран, допуски на укладку подкрановых путей, сборку и монтаж крановых тележек металлоконструкций 607
 Кран перегружатель 602, 603
 — завода «Сибтяжмаш», краткие данные 603
 Краны мостовые электрические 20
 Критические частоты вращения турбоагрегатов 849, 850

Л

Ленточный конвейер 12, 628, 629
 — угол наклона 13
 Ленточные питатели 624
 Ленты конвейерные с двусторонней резиновой обкладкой 638
 — количество тканевых тяговых прокладок для ленты типа 2 639
 — масса расчетная 640
 — монтаж и стыковка 641, 642
 — определение длины стыка 642, 643
 — основные показатели 638
 — показатели по прочности и удлинению 641
 — стыковка методом горячей вулканизации 643, 644
 — холодной вулканизации 646
 Лопастный питатель для угля 624

М

Мазут в резервуарах, время разогрева 825
 — опробование оборудования для хранения 822
 Мазутное хозяйство 13, 823
 Мазутные резервуары, испытания водой и воздухом 824
 Макроанализ 768
 Масла анализ 841
 — давление в системе регулирования турбин 845
 — заливка 841
 — подогрев 844
 — проверка чистоты после очистки 845
 — прокачка 841
 — работа центрифуги и фильтр-пресса 844
 Маслопроводы турбин, одностадийный монтаж 804
 — последовательность воднохимической очистки 804
 — парохимической очистки 804
 — турбогенератора, очистка и монтаж 802, 803
 — химическая очистка ортофосфорной кислотой 803
 Маслосистема, монтаж 394
 — турбин АЭС 396
 — ТЭС 395
 Маслоохладители турбогенератора, допуски 386
 Масляное хозяйство 12
 Межкристаллитная коррозия, испытания на стойкость 769

Мельница, поставка заводами 166
 — шаровая барабанная с редукторным приводом 166
 — — — последовательность монтажа 167, 168
 — — — — допуски на монтаж 173
 Мельницы валковые среднеходные, монтаж 177
 Мельницы-вентиляторы, монтаж 181
 — характеристики 181, 182
 Мельницы молотковые, допуски при монтаже 176, 179, 180
 — монтаж 174
 — опробование 807
 — характеристика 175
 — с фрикционным приводом, опробование на холостом ходу 807
 — шаровые барабанные 165
 — — допуски при монтаже 170
 — — загрузка шарами 807
 — — обкатка 807
 — — опробование 807
 — — температура сушильного агента 821
 — — шаровая загрузка по эксплуатационным данным 821
 Металлографические исследования 768
 Металлоискатель 12
 Металлоконструкции реактора, монтаж 238
 — укрупнение и транспортировка 227
 Металлоотделитель электромагнитный 12
 Металлоуловитель 13
 Миталки с конусным клапаном 200

Н

Нагрев стыков труб при термообработке 703
 Насос вертикальный монтаж 442, 443
 Насосные агрегаты горизонтальные, допуски на сборку 437
 — допускаемые отклонения центрирования по полумуфтам 436
 — станции 20
 Насосы бустерные 836
 — для АЭС 425
 — — артезианские и скважные 431
 — — водяные 427
 — — газобалластные вакуумные механические 430
 — — герметичные 43
 — — кислотостойкие консольные 429
 — — конденсатные 426
 — — консольные водяные 429

Насосы для АЭС моноблочные 429
 — — — особенность монтажа 456
 — — — песковые, фекальные, дренажные 431
 — — — питательные 426
 — — — поставка 425
 — — — сетевые 427
 — — — циркуляционные 428
 — — ТЭС 413—414
 — — — бустерные 416
 — — — вертикальные 419
 — — — вспомогательные 419
 — — — гидрозолоудаления 423
 — — — перекачивания сточных вод 424
 — — — конденсата 416
 — — — масла 417
 — — — подачи питательной воды 415
 — — — нефтяные для мазутного хозяйства 421
 — — — питательные турбо- и электро- 415, 416
 — — — системы циркуляционного водоснабжения 419
 — — — теплофикационной, испарительной и паробразовательной установки 419
 — — — технической воды 422
 — — — химические для конденсатоочистки и химводоочистки 420—421
 — — — химической очистки и промывки котлов 423
 — вертикальные осевые, допуски на установку 448
 — — — пуск 836
 — — осевые ОП-145, монтаж 446, 447
 — — — — рабочее колесо 463
 — — — — проверка угла установки 464
 — — — — проверка общей линии вала 454, 455
 — — — — давление питательной воды 836
 — — — — допуски на приемку фундаментов 433
 — — — — прямолинейности торцевых и горизонтальных опорных плоскостей 433
 — — — — радиального и торцевого биений деталей 436
 — — — — зазоры в подшипниках с водяной смазкой 449
 — — — — конструктивные признаки 414
 — — — — натяги и зазоры для шпоночных соединений деталей 435
 — — — — опробование и пуск 835
 — — — — питательные, смазка подшипников 836
 — — — — подготовка к обкатке 458
 — — — — подливка фундаментов 432, 434

Насосы причины ухудшенного вакуума 842—844
 — проверка законченности монтажа маслосистемы 841
 — заполнения химочищенной водой 837
 — плотности вакуумной системы гидравликой 837
 — элементов вакуумной системы на плотность воздухом 837
 — пуск при помощи эжектора 836
 — пусковые питательные блоков 300 МВт 836
 — радиальные зазоры в подшипниках скольжения, уплотнениях и втулках 439
 — ревизия до монтажа 459
 — случаи останова агрегата 837
 — схема выверки вертикальности вала 452
 — — — — расточки полумуфты электродвигателя 450
 — температура масла на сливе подшипников 836
 — — холодного воздуха после воздухоохладителя 836
 — установка монтажной сетки 837
 — центробежные, посадка для деталей 434
 — циркуляционные, осевые, допуски и посадки для электродвигателя 450
 — — пуск 836
 — шестеренные, допуски 460
 Начальная температура сушильного агента, предел 822
 — — горячего воздуха, предел 822
 Нечувствительность в органах регулирования турбин 846, 847
 Нормализация 702
 Нормативная нагрузка 66

О

Обезжелезивание 22
 Обессоленная вода, запас для пуска энергоблока 832
 Обессоливание 22
 — воды с обескремниванием 595
 — — частичное 593
 Обессоливающая установка, монтаж и пуск 596
 — — производительность 21
 Обязательства организация по обеспечению пусконаладочных и доводочных работ 866

Оборудование гидротехнических сооружений 20
 — котельное 15
 — котельных установок 24
 — турбинное 18
 Опробование котла 805
 Органы регулирования и парораспределения, сборка и проверка 368
 Осветители 570
 — допуски 577
 Останов котла, защиты 811
 Отклонения готовых элементов стальных конструкций 76
 — диаметров болтов и отверстий 78
 — длины и прогиба барабана при установке штуцеров 80
 — при монтаже каркаса 79
 — — сборке блоков каркаса 78
 — размеров изготовленных коллекторов 92
 Отложения в трактах котлов и их растворимость 828
 Отпуск высокий 702
 — — индукционный нагрев токами промышленной частоты 715
 — — — — средней частоты 716, 717
 — — продолжительность нагрева 713
 — — радиационный нагрев 718
 Охладители атмосферные 411
 — вакуумные 411
 — выпара деаэраторов 411
 — горизонтальные для турбоустановок АЭС 413
 — конденсата вертикальные 413
 — — горизонтальные 413
 — — повышенного давления 411
 Очистка водно-химическая 804
 — двухконтурная схема 779—781
 — контроль процесса 789
 — оборудования предпусковая 776
 — — водная промывка или паровая продувка 776, 777
 — — — — водная отмывка 776—778
 — — — — кислотная обработка 776, 777
 — — — — нейтрализация 776
 — — — — обезжиривание 776, 777
 — — — — пассивация 778, 779, 788
 — — — — одноконтурная схема 779, 780
 — паропроводов АЭС 802
 — парохимическая 804

П

Паровая продувка конденсатно-питательного тракта АЭС 802
 Перегрузчики мостовые, грейферные 602

Питатели для торфа 625
 — — угля и сланцев 624
 — допуски на монтаж рельсовых путей 623, 626
 — — ленточные для подачи угля из бункера 624
 — — пыли, производительность 16
 — — — — шнековые и лопастные 186, 187
 — — — — монтаж 187
 — — скребковые для угля и торфа 624
 — — сырого угля, монтаж 16
 — — угля качающиеся 622, 624
 — — — — монтаж 622, 626
 — — — — самоходные лопастные 622, 625
 — — — — электровибрационные 625
 Питатель пластинчатый 819
 Питательная вода, давление перед насосом 836
 Плиты закладные для генераторов 322, 326
 Подкладки для генераторов ТВВ-320-2 327
 — — турбин УТМЗ 325
 — — постоянные, установка 346
 Подогреватели вертикальные 410
 — горизонтальные 410
 — регенеративные для турбин АЭС 406
 — — высокого и низкого давления для турбин АЭС 406
 — — — — низкого давления для турбин ТЭС 405
 — — сальниковые 411
 — — сетевой воды 410
 — — сетевые турбин УМТЗ 403
 Подшипники, закрытие корпусов 363
 — и натяги крышек турбин АЭС, допуск 352
 — — — — — ТЭС, допуски 349—351
 — — — — уплотняющие турбогенераторов, допуски 386
 Подъемники канатные, монтажные 606
 Предельные отклонения размеров готовых элементов стальных конструкций 72
 — — — — формы деталей 72
 Предохранительные клапаны котла, монтаж 114
 — — с металлической диафрагмой 196
 Предтопок циклонный 105
 Приварка фланцев к трубам 681, 682
 — штуцеров или труб к коллекторам 679
 Приемка оборудования в эксплуатацию 862, 864
 Продувка паропроводов первичного и вторичного пара котла 816, 817

Промывка водная штатными насосами 801
 — — схема для реактора РБМК-1000 801
 — — водно-химическая и паровая продувка для оборудования АЭС 800
 — контура многократной циркуляции насосами подачи конденсата 802
 — — особо ответственных систем АЭС 800
 Проточная часть турбины, монтаж 353
 Пульпопроводы, скорость пульпы и расход воды 818
 Пусконаладочные работы 866
 — — — — техническая программа 862
 Пылевоздушный поток, скорость 822
 Пылегазовоздухопроводы под разрежением, испытание на плотность 808, 809
 — — — — размерный ряд 152
 Пылеприготовление, замкнутая индивидуальная система с промежуточным бункером пыли 15, 162, 164
 — — — — с прямым вдуванием пыли в топку 15, 163, 164
 — — — — разомкнутая схема с подачей пыли в топку горячим воздухом 163, 164
 — — — — система размолта топлива в мельницах-вентиляторах 163, 164
 — — — — — среднеходных мельницах 15, 163, 164
 — — — — — шаровых барабанных мельниц 15, 163, 164
 Пылепроводы, допуски при сборке блоков 204
 — — — — монтаж 196
 — — — — проверка сечения клапанов 204—206
 Пылесистема, опрессовка 808
 Пыль, влажность 821
 — — — — концентрация, контроль персоналом 820
 — — — — — тонина помола 820

Р

Работы, выполняемые в процессе наладки и пуска 865
 — — — — — поузловой приемки и опробования оборудования 864
 — — — — — по подготовке объекта и приемке в эксплуатацию 864
 Рабочая комиссия по приемке в эксплуатацию 863
 — — — — — поузловая приемка 864
 Радиографические снимки 756—759

Радиографический контроль 748, 749
 — сварных соединений 746
 — чувствительность в условиях монтажа 758
 Разработка схем останова турбин в зависимости от конструкции и монтажа блоков 861
 Рама фундаментная, подливка 330—332
 — установка и выверка 329
 Расотпка котла 813
 Расход коагулянтов 569
 — пара (максимальный) на мазутное хозяйство в зимний период 823
 — реагентов на энергоблок 833
 — серной кислоты 593
 Расхолаживание турбины при остановке блока на ремонт 861
 Реагентное хозяйство 572, 583
 Реагенты для консервации оборудования 834
 — консервирующие и обезвреживающие 835
 — характеристика 789—795
 Реактор БН-600, испытания корпуса на прочность и устойчивость 308
 — компоновка 303
 — корпус 299
 — механизмы и конструкции, входящие в реакторную установку 301
 — перегрузки 302
 — СУЗ 302
 — монтаж корпуса 307
 — оборудования внутри корпуса 309, 310
 — элеваторов 312
 — обогрев аргоном 296
 — поворотное устройство 311
 — сборка днища корпуса 304, 305
 — состав внутрикорпусных устройств 299
 — тепловая схема АЭС, компоновка оборудования 295, 297, 298
 — укрупнительная сборка корпуса 303
 — характеристики 296
 — ВВЭР, барботер 258
 — компоновка главных корпусов АЭС 250, 260
 — монтаж внутрикорпусных устройств (ВКУ) 255
 — парогенераторы 258
 — рабочие и регулирующие кассеты 295, 268
 — тепловая схема АЭС 254, 255
 — характеристики 254, 257
 — ВВЭР-440, верхний блок 287—289
 — гидравлические испытания 290

Реактор ВВЭР-440, главная циркуляционная задвижка 293
 — главный циркуляционный насос 291, 292
 — монтаж 283
 — вторая стадия 294
 — первая стадия 293
 — парогенератор ПГВ-213, конструкции 290
 — привод регулирующих кассет 287
 — установка днища шахты 284
 — внутрикорпусных устройств 286
 — корпуса 285
 — парогенератора 290, 291
 — ВВЭР-1000, монтаж блоков теплоизоляции 262, 263
 — внутрикорпусных устройств 267, 269
 — главного циркуляционного насоса 278—281
 — корпуса 264—267
 — металлоконструкций и баков 259—261
 — опорной формы 263, 264
 — опоры корпуса 264, 284
 — парогенератора ПГ-1000 276—278
 — трубопроводов 282
 — последовательность монтажа 259
 — установка верхнего блока корпуса 272, 273
 — графитовый 221
 — канальный 221
 — кипящий 221
 — корпусный 221
 — межкомпенсаторное пространство 224, 239
 — межреакторное пространство 224
 — рабочая кассета 226
 Реактор РБМК, биологическая защита 236
 — бак 239, 283
 — блоки металлоконструкций 229
 — зазоры и допуски при монтаже 239, 240
 — испытания на герметичность мердантилевого шупа 240
 — монтаж блоков портального крана 230
 — главного циркуляционного насоса 252, 258
 — коллекторов, напорных и всасывающих 251
 — кожуха 239
 — опоры верхней плиты 239

Реактор РБМК, монтаж технических и специальных каналов 246
 — трубных коммуникаций 247—250
 — трубопроводов I контура 253
 — поставка 237
 — серпентинитовая смесь (засыпка) 239, 240, 274
 — сборка в блоки трубопроводных коммуникаций ПВК и НВК 247—250
 — и монтаж металлоконструкций 238
 — сварка стыков трубопроводов I контура 253
 — РБМК-1000, барабаны сепаратора ТВС 220, 224, 225
 — монтаж 250, 251
 — бетонный бокс 224
 — многократная принудительная циркуляция 224
 — монтаж графитовой кладки 240—245
 — принципиальная схема 223
 — система управления и защиты 228
 — тепловая схема 222
 — тепловыделяющие сборки 224
 — характеристики металлоконструкций 229
 — специальные каналы 226
 — тэлы 226
 — технологический канал 226
 — ядерный 221
 Реакторная установка, конструкция 229
 Реакторное пространство 224
 Регенератор 578, 580
 Регулирование, неполадки в работе 856—858
 — неработающей турбины 846
 — работающей турбины 853, 854
 Регулировка предохранительных клапанов 815
 Режим пуска моноблоков мощностью 300 МВт из различных тепловых состояний 859
 — оборудования 858
 — из горячего состояния 858, 860
 — неостывшего состояния 858, 859
 — холодного состояния 858, 859
 — энергоблока с турбиной 500 МВт из холодного состояния 860
 — размораживания топлива 819
 Рентгенографические пленки 752
 — выбор фокусного расстояния от источника излучения до кассеты 756
 — типы 753
 Роторы генераторов 371

Роторы генераторов установка 379
 — в статор с помощью монтажных тележек 382
 — удлинителя 381
 — турбин 849
 — монтаж 347

С

Сборка деталей из подкаливающихся сталей 648
 — изделий под сварку 648
 Сбрасыватель плужковый 13, 634, 635
 Сварка автоматическая аргонодуговая 690, 691
 — неповоротных стыков, режимы 697, 698
 — стыков трубопроводов 692, 694, 695
 — аргонодуговая корневого стыка труб 677, 678
 — труб 686—688
 — в зимних условиях 689, 690
 — вертикального неповоротного стыка труб 671
 — допуски на перпендикулярность обрезки торца трубы 656
 — смещение свариваемых труб по внутреннему диаметру 656
 — зазоры между трубами 677, 679
 — комбинированная 688
 — корпусов и днищ резервуаров для АЭС из двухслойной стали 665
 — листовых конструкций, порядок 662
 — методом автоопрессовки 691—694
 — механизированная 690
 — монтажных стыков труб 677
 — неповоротного вертикального стыка 673
 — обработка фасок труб механическим способом 648
 — облицовка АЭС из аустенитных сталей 665
 — перлитных сталей с аустенитными 683
 — плавящимся электродом 697
 — подготовка под ручные способы 652—654
 — и автоматическая под слоем флюса 663
 — порошковой проволокой 664
 — подогрев стыков труб 668, 669
 — продольных швов по плавникам 667
 — резервуаров для хранения конденсата на АЭС, схема 667

Турбоустановки, пуск 848

У

Уловитель длинномерных предметов 13
Уплотнения аксиальные 124, 129
— диафрагменные, допуски 362
— кольцевые 124, 129
— концевые, допуски зазоров 360
— периферийные 124, 129
— радиальные 124, 129
— центральные 124, 129
— штоков регулирующих клапанов высокого давления 370

Ф

Фильтры активированного угля 587
— аннонитовые 585, 586
— для АЭС 599
— допуски 577
— загрузка и промывка 582, 583
— Н-катионные 569, 583, 587, 590
— Na-катионные 569, 585, 587, 591
— механические 584, 587
— осветлительные 569—575
— противоточные 569
— смешанного действия 578, 586, 587, 596
— сорбционные угольные 569
— целлюлозные 569
Финансирование пусконаладочных работ 866
Фланцевые соединения 814
Форсушки паромеханические 825
Фундаменты насосов, допуски 433
— и электродвигателей, приемка и подливка 432
— турбины и генератора, приемка 320
— турбоагрегатов, отклонения размеров 321

Х

Химводоочистка АЭС 597
— специальная 598
— монтаж оборудования 568, 573, 574
— прокладочные материалы 581
— фильтры 569

Ц

Центрирование главных насосов с ротором турбины, допуски 369
— обойм, диафрагм турбин ЛМЗ 354—357
— ротора генераторов, допуски 384

— и статора генератора 383
Центрирование роторов турбин АЭС, допуски 345, 346
— — — ТЭС, допуски 343, 344
Циклон батарейный типа БТУ-М 17
— выносной, монтаж 79
— основные характеристики 82
— пылевой конструкции НИИОГАЗ 194
— — — ЦКТИ 195
— — — монтаж 218
Цилиндры и корпуса подшипников, установка 332

Ш

Шины 97
— приварка к трубам экранов 96
Шкивы электромагнитные 620
Шлакоудаление жидкое 105
— твердое 105
— механизированные устройства 818
Шпоночные соединения 330
Штабелеукладчик 13

Щ

Щелочение котлов 796, 798
— расход реагентов 797, 798
Щепоуловитель 13

Э

Эжектор водяной 400
— неполадки 843
— паровой 400
— пусковой 849
— основной 849
Экраны газоплотных котлов, допуски при монтаже 95
Электроды осадительные и коронирующие, монтаж 210, 211
Электрофильтр 17
— допуски при сборке и монтаже 212
— комплексное опробование на воздухе 214
— монтаж 206, 208, 209
— опробование с включением газов 810
— проверка правильности монтажа оборудования 214
— техническая характеристика 207
Энергетический блок, пусковой комплекс 862
Энергетическое оборудование, способы консервации 833